Некоммерческое Партнерство «Инновации в электроэнергетике»



ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

СТО 70238424.29.240.01.002-2012

ЕДИНАЯ НАЦИОНАЛЬНАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ
УСЛОВИЯ ПОСТАВКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ДЛЯ ПЕРЕДАЧИ
НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

Дата введения – 2013-01-01

Издание официальное

Москва
2013

gost.e-ecolog.ru

ПРЕДИСЛОВИЕ

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», объекты стандартизации и общие положения при разработке и применении стандартов организаций Российской Федерации – ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения», общие требования к построению, изложению, оформлению, содержанию и обозначению межгосударственных стандартов, правил и рекомендаций по межгосударственной стандартизации и изменений к ним – ГОСТ 1.5-2001, правила построения, изложения, оформления и обозначения национальных стандартов Российской Федерации, общие требования к их содержанию, а также правила оформления и изложения изменений к национальным стандартам Российской Федерации – ГОСТ Р 1.5-2004.

Сведения о предварительном стандарте

1 **РАЗРАБОТАН** Открытым акционерным обществом «Научно-технический центр электроэнергетики» (ОАО «НТЦ электроэнергетики»),
ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ».

2 **ВНЕСЕН** Комиссией по техническому регулированию НП «ИНВЭЛ»

3 **УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ** Приказом от 07.12.2012 № 48

4 **ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ** с установленным сроком апробации документа в течение двух календарных лет с момента введения его в действие

© НП «ИНВЭЛ», 2012

Настоящий предварительный стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения НП «ИНВЭЛ».

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ IV
1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины, определения, обозначения и сокращения. 3
4 Общие нормы и требования 4
5 Нормы и требования при поставке электроэнергии для передачи 5
БИБЛИОГРАФИЯ 21

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика это отрасль экономики Российской Федерации, включающая в себя комплекс экономических отношений, возникающих в процессе производства и передачи электрической энергии, оперативно-диспетчерского управления, сбыта и потребления электрической энергии. Электроэнергетика является основой функционирования экономики и жизнеобеспечения страны.

Экономической основой функционирования электроэнергетики является обусловленная технологическими особенностями объектов электроэнергетики система отношений, связанных с производством транспортом и оборотом электрической энергии на рынке.

Единая национальная электрическая сеть формируется в соответствии с Федеральным законом Российской Федерации «Об электроэнергетике» на основании критериев отнесения магистральных линий электропередачи и объектов электросетевого хозяйства к Единой национальной (общероссийской) электрической сети, определённых Постановлением Правительства Российской Федерации № 41 от 26 января 2006 г.

Одним из важнейших направлений совершенствования управления, развития и функционирования ЕНЭС является обеспечение доступа субъектов рынка к электрической сети в условиях дальнейшего формирования рынка электрической энергии и мощности. При этом электрическая сеть, являясь основным интегрирующим звеном, обеспечивает достижение баланса интересов всех участников рынка.

ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

Единая национальная электрическая сеть
Условия поставки электроэнергии для передачи
Нормы и требования

Дата введения – 2013-01-01

1 Область применения

Настоящий стандарт:

- устанавливает:

а) единые нормы и требования в области поставки в ЕНЭС электроэнергии (мощности) от производителей электроэнергии (мощности) субъектов рынка и сетей иных собственников.

б) нормы и требования Единой национальной электрической сети в части условий поставки электроэнергии от генерирующих источников для передачи;

в) требования к поставщикам электроэнергии (мощности);

г) порядок разработки обязательных требований к процессам поставки электроэнергии для передачи;

д) требования к надежности выдачи мощности электростанциями;

е) очередность сооружения электросетевых объектов Единой национальной электрической сети.

ж) требования к повышению эффективности деятельности рынка электрической энергии и мощности за счёт внедрения централизованной системы управления;

- определяет требования, обеспечивающие надежность совместной работы объектов электроэнергетики ЕНЭС и генерирующих источников.
- распространяется на:

а) электросетевые объекты ЕНЭС;

б) объекты производителей электроэнергии (мощности);

- предназначен для применения:

а) проектными организациями, строительно-монтажными, наладочными, эксплуатационными и ремонтными организациями

б) субъектами электроэнергетики:

1) оптовыми, региональными и территориальными генерирующими компаниями (ОГК, РГК, ТГК),

2) ОАО «ФСК ЕЭС»;

3) ОАО «СО ЕЭС»;

4) межрегиональными магистральными сетевыми компаниями (ММСК);

5) магистральные сетевые компании (МСК)

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие нормативные документы и стандарты:

Федеральный закон Российской Федерации от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»

Федеральный закон Российской Федерации от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании»

Федеральный закон Российской Федерации от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»

Федеральный закон Российской Федерации от 04.05.99 № 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха»

Федеральный закон Российской Федерации от 18.10.2007 г. № 250-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с осуществлением мер по реформированию Единой энергетической системы России»

Постановление Правительства Российской Федерации от 11.07.2001 № 526 «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации»

Правила недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг. Утв. Постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861

Правила недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг. Утв. Постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861

Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям. Утв. Постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861

Правила недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг. Утв. Постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861.

Правила оптового рынка электрической энергии и мощности. Утв. Постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 1172

ГОСТ 13109-97 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

ГОСТ Р 51320-99 Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи индустриальные. Методы испытаний технических средств – источников индустриальных радиопомех

СТО 70238424.27.010.001-2008 Электроэнергетика. Термины и определения

Примечание – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов и классификаторов в информационной системе общего пользования – на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если

ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины, определения, обозначения и сокращения.

3.1 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины и определения в соответствии СТО 70238424.27.010.001-2008, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 **система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ):** Иерархическая распределенная автоматизированная система, представляющая собой совокупность специализированных, метрологи-чески аттестованных технических и программных средств АИИС КУЭ подстанций ЕНЭС, средств сбора, передачи и обработки информации технического и коммерческого учета, позволяющих производить вычисление потерь и сальдированной величины передачи электроэнергии по сетям ЕНЭС.

3.1.2 **владелец:** физическое или юридическое лицо, владеющее правом на производственный объект, и несет юридическую, административную и уголовную ответственность за безопасную его эксплуатацию.

3.1.3 **компания генерирующая:** Компания, сформированная и объединяющая одну или несколько электростанций.

3.1.4 **управление диспетчерско-технологическое:** Комплекс мер по централизованному управлению технологическими режимами работы технических устройств электростанций, электрических сетей и энергопринимающего оборудования потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, осуществляемых в целях обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, соответствующих техническим регламентам и иным обязательным требованиям.

3.1.5 **переток взаимного резервирования:** Переток, обусловленный сокращением расчетного оперативного резерва энергосистем при их совместной работе в ЕЭС России.

3.1.6 **покупатель электрической энергии и мощности:** Потребитель, гарантирующий поставщик, электросбытовая или энергоснабжающая организации, исполнитель коммунальных услуг или производитель электроэнергии приобретающие электрическую энергию на розничном рынке для собственных нужд и/или в целях перепродажи (оказания коммунальных услуг), а также сетевые организации, приобретающие электрическую энергию для собственных нужд и/или для компенсации потерь электрической энергии в принадлежащих им на праве собственности или на ином законном основании электрических сетях.

3.1.7 **поставка электрической энергии:** Отпуск электроэнергии в ЕНЭС генерирующими компаниями или организациями, имеющими право продажи производимой на генерирующем оборудовании электрической энергии или организациями, осуществляющими экспортно-импортные операции.

3.1.8 **электроэнергия:** Способность электромагнитного поля совершать работу под действием приложенного напряжения в технологическом процессе её производства, передачи, распределения и потребления.

3.2 Обозначения и сокращения

В настоящем стандарте использованы следующие обозначения и сокращения:

АИИС КУЭ – автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электроэнергии;

АПВ – автоматическое повторное включение;

АСДУ – автоматизированная система диспетчерского управления;

АСДТУ – автоматизированные системы диспетчерского и технологического управления;

АСТУ – автоматическая система технологического управления;

АЧР – автоматическая частотная разгрузка;

АЭС – атомная электростанция;

ГЭС – гидроэлектростанция;

ЕНЭС – единая национальная электрическая сеть;

КЭС – конденсационная электростанция;

ММСК – межрегиональная сетевая компания;

МСК – магистральная сетевая компания;

НП «АТС» – некоммерческое партнерство «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии Единой энергетической системы»;

ОГК – генерирующая компания оптового рынка электроэнергии;

ОРПМ – объединённые регуляторы потоков мощности;

ОРЭ – оптовый рынок электроэнергии;

ОЭС – объединённая энергетическая система;

ПА – противоаварийная автоматика;

РЗА– релейная защита и автоматика;

РУ – распределительное устройство;

САОН – специальная автоматика отключения нагрузки;

СКРМ – средства компенсации реактивной мощности;

ССПИ – система сбора и передачи информации;

СТАТКОМ – статический тиристорный компенсатор реактивной мощности на базе полностью управляемых полупроводниковых приборов;

ТГК (РГК) – территориальная (районная) генерирующая компания;

ФОРЭМ – федеральный оптовый рынок электроэнергии и мощности;

ЭМС – электромагнитная совместимость.

4 Общие нормы и требования

4.1 При поставке электроэнергии, в соответствии с Проектом «Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации» [1] и положением «О Технической политике ОАО «ФСК ЕЭС» [2] должны быть обеспечены:

- экономически обоснованный уровень надежности и управляемости процессами выдачи мощности электростанций и поставки электрической энергии для передачи;
- безопасность и надежность функционирования всего комплекса оборудования, используемого при производстве и транспортировке электрической энергии;
- надежная и качественная поставка электроэнергии для передачи.
- обеспечение всем субъектам оптового рынка электроэнергии условий для беспрепятственной поставки на рынок своей продукции на конкурентной основе при наличии спроса на нее, а также возможности получения продукции с рынка в необходимом объеме с требуемой надежностью и нормативными стандартами качества при оплате ее по цене оптового рынка;.
- минимизация в сетевой инфраструктуре технических ограничений, приводящих к снижению против возможных, предлагаемых продавцами (покупателями), объемов покупки (продажи) электроэнергии.
- создание сетевой и технологической инфраструктуры, способствующей эффективному функционированию конкурентного рынка электроэнергии внутри РФ и обеспечивающей интеграцию в международные рынки электроэнергии;
- создание рациональной структуры системы эксплуатации;
- качество электроэнергии;

5 Нормы и требования при поставке электроэнергии для передачи

5.1 Нормы и требования к ЕНЭС

5.1.1 Требования к схеме ЕНЭС

Схема ЕНЭС должна обладать достаточной гибкостью и иметь возможность приспосабливаться к изменениям:

- условий роста нагрузки и развития электростанций;
- направлений и значений перетоков мощности;

Схема ЕНЭС должна обеспечивать работу сети во всех расчетных ремонтных режимах.

При развитии и реконструкции ЕНЭС должна быть обеспечена надежность обеспечения потребителей электрической энергией соответствующего качества в соответствии с требованиями технических регламентов и иными обязательными требованиями определенными Федеральным законом Российской Федерации от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике».

Принимаемые решения по развитию системообразующей электрической сети для обеспечения поставки электроэнергии для передачи должны соответствовать требованиям охраны окружающей среды.

Должны быть обеспечены электрические связи с энергообъединениями зарубежных стран.

5.1.2 Перетоки мощности

Выбор схемы и параметров ЕНЭС с учетом обеспечения поставки электроэнергии для передачи потребителям, в том числе межрегиональным,

производится в соответствии методическим рекомендациям по проектированию развития энергосистем СО 153-34.20.118-2003 [3]:

- по планируемым потокам мощности, которые характеризуются средними условиями нахождения основного оборудования электростанций в плановом и аварийном ремонтах;

- по расчетным максимальным потокам мощности, которые характеризуются неблагоприятными сочетаниями нахождения в плановом и послеаварийном ремонтах основного оборудования.

Для реализации возможности сокращения резервов мощности необходимо иметь дополнительную (по сравнению с балансовыми перетоками) пропускную способность межсистемных связей, обеспечивающую расчетные перетоки взаиморезервирования.

Планируемые перетоки мощности между ОЭС должны учитывать методические рекомендации по проектированию развития энергосистем СО 153-34.20.118-2003 [3]:

- совмещение максимумов нагрузок рассматриваемых частей энергосистем;

- экономическую эффективность передачи электроэнергии взамен транспорта топлива из одной части энергосистемы в другую

- целесообразность использования энергии и мощности крупных ГЭС, расположенных в одной ОЭС, в переменной части графика нагрузки другой ОЭС;

- несоответствие ввода мощности крупных энергоблоков на электростанциях росту максимума нагрузки ОЭС.

Для предотвращения каскадного развития аварий дефицит мощности в приемных ОЭС не должен превышать пределов от 5 до 10% от их максимальной нагрузки.

Должна быть обеспечена возможность изменения перетоков мощности при аварийном отключении межсистемных связей.

Возможность применения такого решения определяется пропускной способностью различных участков сети при различных комбинациях работы электростанций во всей энергосистеме.

Для снижения неблагоприятных последствий опережающего развития генерирующих мощностей и нагрузок относительно развития сетей следует иметь:

- конкретные проекты электросетевых объектов, позволяющие быстро осуществить необходимое электросетевое строительство в случае возникновения такой необходимости;

- опережающие согласования трасс линий электропередачи и площадок подстанций.

5.1.3 Пропускная способность ЕНЭС

В соответствии с Проектом «Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации» [1], Положением о Технической политике ОАО «ФСК ЕЭС» [2] и методическим рекомендациям по проектированию развития энергосистем СО 153-34.20.118-2003 [3] пропускная способность ЕНЭС должна:

- обеспечивать полную выдачу электроэнергии, поставляемой генерирующими источниками;

- использовать режимные характеристики генерирующих источников с более высокой эффективностью;
- быть достаточной для того, чтобы не допустить необоснованных ограничений функционирования генерирующих источников;
- способствовать конкуренции между генерирующими компаниями;
- удовлетворять требованиям по надежности функционирования энергосистемы.

В соответствии методическим рекомендациям по проектированию развития энергосистем СО 153-34.20.118-2003 [3], пропускная способность в сечениях основной электрической сети ОЭС должна определяться таким образом, чтобы обеспечивать покрытие максимума нагрузки:

- в дефицитных частях ОЭС при нормальной схеме сети в утяжеленном режиме (аварийное отключение наиболее крупного генерирующего блока при нахождении остального генерирующего оборудования в средних условиях плановых и послеаварийных ремонтов) и при использовании собственного резерва мощности имеющегося в рассматриваемой части ОЭС;
- после аварийного отключения любого ее элемента: линии (одной цепи двухцепной линии), трансформатора в нормальной схеме сети (критерий *N* минус один).

Пропускная способность межсистемных связей ЕЭС в сечениях между ОЭС, исходя из методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем СО 153-34.20.118-2003 [3], не должна быть меньше, принимаемой процентом от максимума нагрузки меньшей из рассматриваемых частей ЕЭС России согласно таблице 1.

Таблица 1 – Пропускная способность межсистемных связей ЕЭС в сечениях между ОЭС

Наименование показателя	Нормируемые значения													
Максимум нагрузки меньшей из частей ЕЭС России, ГВт	10 и менее	15	20	25	30	35	40	45	50	60	70	80	90	100
Пропускная способность, %	18,0	13,5	11,0	9,5	8,3	7,5	6,8	6,3	5,8	5,1	4,6	4,2	3,9	3,7

При выборе схемы и параметров основных сетей, исходя из методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем СО 153-34.20.118-2003 [3], целесообразно учитывать условия питания отдельных узлов при совпадении аварийного отключения одного из элементов сети с плановым ремонтом другого (для периода проведения планового ремонта).

В процессе реализации проектной схемы сети допускается неполное резервирование отдельного энергоузла с ограничением его максимальной нагрузки на время ремонта или замены основного оборудования на 25%, но не более:

- 400 МВт при внешнем электроснабжении на напряжении 750 кВ;
- 250 МВт - на напряжении 500 кВ;

- 150 МВт - на напряжении 330 кВ;
- 50 МВт - на напряжении 220 кВ (при условии обеспечения питания ответственных потребителей).

Пропускная способность электрических сетей должна учитывать развитие энергосистемы и удовлетворять требованиям по надежности и качеству поставки электроэнергии.

Увеличение пропускной способности основной сети ЕЭС России в процессе ее развития должно осуществляться путем:

- применения современных средств компенсации и регулирования реактивной мощности;
- перевода линий на более высокий класс напряжения после достаточно полного охвата территории сетями предыдущего класса напряжения и исчерпания их технических возможностей

Пропускная способность системообразующих связей ЕЭС России в сечениях между ОЭС должна определяться по расчетным максимальным перетокам мощности, которые обусловлены планируемыми перетоками мощности между ОЭС и перетоками взаиморезервирования.

Выбор сечения проводов линий электропередачи, конструкции фазы, мощности и числа трансформаторов ПС следует выполнять в соответствии с рекомендациями по технологическому проектированию линий электропередачи и подстанций.

Модернизация существующих объектов может осуществляться путем:

- замены проводов линий электропередачи проводами большего сечения;
- повышения пропускной способности существующих сечений с помощью таких технологий как FACTS или фазоповоротных трансформаторов;
- применение проводов повышенной пропускной способности, в т.ч. из композитных материалов

При проектировании электрических сетей следует рассматривать:

- использование трасс физически и морально устаревших линий для сооружения новых линий более высоких напряжений;
- сооружение новых подстанций при условии заметных технических и экономических преимуществ, в сравнении с реконструкцией действующих;
- использование более высокого напряжения при близких показателях вариантов;
- сооружение подстанций закрытого типа, прокладка кабельных линий взамен воздушных;
- использование двухцепных (многоцепных) линий.

5.1.4 Присоединение генерирующих источников

Присоединение новых генерирующих источников должно осуществляться по договору технологического присоединения с сетевой организацией.

Технические условия на присоединение к ЕНЭС генерирующих источников должны соответствовать Правилам недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг и Правилам технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также

объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям. Утв. Постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861.

При подключении к ЕНЭС генерирующих источников необходимо согласовать следующие технические и рабочие данные:

- отключающую способность;
- максимальное и минимальное напряжение в нормальном режиме работы энергосистемы, а также продолжительность и уровень краткосрочных нарушений максимальных и минимальных предельных значений;
- характер и объем обмена реактивной мощностью с потребителями, получающими электроэнергию от сети, а также с генерирующими установками;
- измерение параметров электроэнергии, учет электропотребления и информационные технологии;
- условия автоматической синхронизации;

Электрическая сеть должна выдерживать КЗ любого вида на сетевых элементах, входящих в схему выдачи мощности электростанции, и обеспечивать его надежное отключение с учетом увеличения токов КЗ при присоединении электростанции к сети.

Расчетная длительность КЗ в соответствии Методическими указаниями по устойчивости энергосистем *СО 153-34.20.576-2003 (РД 34.20.576-94) [4] принимают по верхней границе фактических значений. При проектировании должны приниматься меры, обеспечивающие при работе основной защиты длительности КЗ, не превышающие следующих значений таблицы 2.

Таблица 2

Наименование показателя	Нормируемые значения					
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

Электрическая сеть должна согласовывать с электростанцией график ремонтов сетевых элементов, входящих в схему выдачи мощности, а также других, оказывающих влияние на режим работы электростанции, и их средств РЗА и ПА, включая обслуживающие их средства связи и другие элементы системы противоаварийного управления.

Необходимо координировать ремонты элементов схемы выдачи мощности и оборудования электростанции.

Электростанция должна иметь информацию о частоте и количестве внезапных нарушений со стороны ЕНЭС. В качестве характеристики нарушений может использоваться зависимость количества посадок напряжения от их значения в точке присоединения на годовом интервале, если Стороны не договорились о другом.

5.2 Нормы и требования к электростанциям

5.2.1 Схемы выдачи мощности

Должна быть обеспечена надёжная и бесперебойная выдача полного объема мощности действующих и вновь вводимых электростанций.

В соответствии с методическими указаниями по устойчивости энергосистем *СО 153-34.20.576-2003 (РД 34.20.576-94) [4], схемы выдачи мощности электростанциями должны:

- гарантировать выдачу номинальной мощности с требуемым коэффициентом запаса устойчивости, а также с сохранением устойчивости и обеспечением допустимых значений параметров режима при отключении любого сетевого элемента, входящего в схему выдачи мощности, по любой причине (в случае КЗ – действием основной защиты);
- обеспечивать возможность выдачи всей располагаемой мощности электростанции в нормальных режимах работы энергосистемы (максимальных или минимальных, за вычетом нагрузки собственных нужд и нагрузки потребителей, подключенных непосредственно к шинам низкого напряжения электростанции) как в полной схеме сети, так и при отключении любой из отходящих линий электропередачи или трансформатора связи шин на всех этапах сооружения электростанции (энергоблок, очередь).

Для АЭС указанное условие должно выполняться как в нормальных режимах, так и в ремонтных режимах работы энергосистемы (принцип N-2) без использования противоаварийной автоматики.

Для выдачи мощности электростанции рекомендуется предусматривать не более двух распределительных устройств повышенных напряжений.

Выбор принципиальных схем электрических соединений распределительных устройств электростанций, как правило, должен производиться по типовым схемам в соответствии с рекомендациями по их применению.

При соответствующем обосновании к одному блочному трансформатору могут быть присоединены два генератора. При этом суммарная мощность объединенного энергоблока, как правило, не должна превышать мощность наиболее крупного энергоблока энергосистемы или допустимый дефицит мощности в энергосистеме.

В нормальных режимах работы энергосистем следует обеспечивать режим работы генераторов с коэффициентом мощности, близким к номинальному по СанПиН 2971-84 [5]. В режимах минимальных нагрузок:

- для синхронных турбогенераторов единичной мощностью 100-300 МВт, а также гидрогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток прием реактивной мощности не допускается в нормальных режимах;
- для синхронных турбогенераторов 500, 800, 1000 и 1200 МВт прием реактивной мощности не допускается в любых режимах;
- для турбогенераторов 500 и 1000 МВт атомных электростанций во всех режимах следует обеспечивать выдачу реактивной мощности не менее 100-150 МВАр на агрегат соответственно;
- для асинхронизированных турбогенераторов должна учитываться возможность их использования для потребления реактивной мощности из сети в зависимости от загрузки по активной мощности во всех режимах энергосистем.

Для гидрогенераторов с косвенным охлаждением допускаются следующие режимы работы:

- потребление реактивной мощности при выдаче активной мощности при условии, чтобы полная мощность генератора не превышала его номинальное значение;

- выдача или потребление реактивной мощности, не превышающей номинальное значение, при работе в режиме синхронного компенсатора с отжатием воды из гидротурбины

5.2.2 Развитие генерирующих мощностей

При решении задач развития генерирующих мощностей и надёжной выдачи мощности следует:

- обеспечивать полное покрытие прироста нагрузки и ожидаемого спроса на электроэнергию;
- создавать в энергосистемах необходимые резервы мощности;
- использовать местные ресурсы топлива;
- использовать площадки действующих электростанций;
- использовать наиболее экономичные режимы работы электростанций при соблюдении допустимого диапазона регулирования мощности, рациональных масштабов развития теплофикации;
- соблюдать нормы и правила охраны окружающей среды при строительстве новых и расширении действующих электростанций;
- внедрять экономически обоснованные предложения по объемам и очередности технического перевооружения действующих электростанций.

При проектировании развития генерирующих мощностей должны быть:

- определены:
  - суммарная потребность в генерирующей мощности с учетом возможности получения (или выдачи) мощности и электроэнергии с оптового рынка;
  - перспективные режимы работы электростанций (суточные, сезонные и годовые режимы работы) с учетом маневренных характеристик оборудования;
  - потребность в топливе;
  - вид топлива.
- выбрана оптимальная структура вновь вводимой мощности;
- учтены рекомендации по расширению, реконструкции и техническому перевооружению действующих электростанций;
- проведён выбор местоположения, основных параметров (типа, единичной мощности и количества энергоблоков) и очередности строительства (расширения, реконструкции, технического перевооружения) электростанций.

Для каждой ОЭС должно выполняться обоснование состава, размещения, основных параметров и очередности сооружения электростанций с учетом технического состояния действующих энергоисточников и заявок от генерирующих компаний и независимых производителей по техническому перевооружению существующих электростанций и вводу новых мощностей.

Местоположение и возможная мощность тепловых электростанций (включая АЭС), направления технического перевооружения действующих электростанций должны определяться с учетом:

- транспорта топлива;

- наличия коридоров для электрических (тепловых) сетей;
- соблюдения норм и требований охраны окружающей среды, радиационной и экологической безопасности.

5.2.3 Присоединение электростанций к ЕНЭС

Генерирующая компания при присоединении своего объекта (электростанции) к ЕНЭС должна выполнить определённые условия, связанные с обеспечением надёжной работы электростанции и надёжной работы сети и системы.

При подключения генерирующих источников учитываются следующие рабочие состояния (а также обеспечивается наличие соответствующих синхронизаторов или устройств автоматической синхронизации):

- Нормальный режим эксплуатации (пуск генерирующей установки);
- Синхронизация после перехода на вспомогательное электроснабжение с учетом действующей концепции вспомогательного электроснабжения;

Генерирующие источники должны обеспечивать:

- поддержание уровня напряжения в сети;
- обеспечение необходимого объема вырабатываемой электроэнергии;
- скорость изменения объемов производства электрической энергии, соответствующей скорости изменения объемов потребления электрической энергии в ЕЭС России;
- частотная стабильность;
- динамическая и статическая устойчивость

Оборудование генерирующих источников должно выдерживать КЗ и асинхронные режимы с учетом влияния нового присоединенного объекта с обеспечением их эффективного отключения при необходимом резервировании выключателя и защиты.

При подключения электростанций к ЕНЭС должны быть указаны:

- условия использования АПВ при КЗ;
- требования к обеспечению устойчивости параллельной работы электростанции при возмущениях в сети;
- условия использования ПА для предотвращения нарушения устойчивости, действующей на разгрузку электростанции.

Должна быть обеспечена возможность участия электростанций в управлении состоянием ЕНЭС, в том числе в:

- регулировании частоты и активной мощности;
- регулировании напряжения и реактивной мощности;
- восстановлении рабочего режима после аварийного нарушения в ЕНЭС.

5.3 Обеспечение доступа субъектов рынка электроэнергии и мощности к ЕНЭС

5.3.1 Всем субъектам оптового рынка электроэнергии должны быть созданы условия для беспрепятственной поставки на рынок своей продукции на конкурентной основе при наличии спроса на нее, а также возможность получения продукции с рынка в необходимом объеме с требуемой надежностью и качеством соотетсвующему Правилам оптового рынка электрической энергии и мощности

(Утв. Постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 1172).

5.3.2 Для обеспечения надежной и бесперебойной поставки электрической энергии на оптовом рынке осуществляется торговля генерирующей мощностью (далее - мощность) - особым товаром, покупка которого предоставляет участнику оптового рынка право требования обеспечения готовности генерирующего оборудования к выработке электрической энергии установленного качества в количестве, необходимом для удовлетворения потребности в электрической энергии данного участника в соответствии Правилам оптового рынка электрической энергии и мощности (Утв. Постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 1172).

5.3.3 Участники оптового рынка поддерживают относящееся к их группам точек поставки генерирующее оборудование в состоянии готовности к выработке электрической энергии в соответствии с требованиями настоящего раздела в целях исполнения своих обязательств по договорам купли-продажи мощности, заключаемым с покупателями электрической энергии (мощности), а также по заключаемому с другими поставщиками соглашению о возмещении им убытков, возникающих в связи с неисполнением участником своих обязательств.

5.3.4 Поставщик электрической энергии должен обладать генерирующим оборудованием, установленная генерирующая мощность которого в совокупности равна или превышает 25 МВт и в каждой предполагаемой группе точек поставки составляет не менее 5 МВт, и (или) обладает правом продажи электрической энергии (мощности), производимой на указанном генерирующем оборудовании.

5.3.5 Потребитель электрической энергии должен обладать энергопринимающим оборудованием, суммарная присоединенная мощность которого равна или превышает 20 МВ·А и в каждой группе точек поставки составляет не менее 2 МВ·А.

5.3.6 Энергосбытовая организация или энергоснабжающая организация должна иметь по совокупности заключенных с потребителями (покупателями) на розничном рынке договоров суммарную присоединенную мощность энергопринимающего оборудования не менее 20 МВ·А при условии, что в каждой группе точек поставки она равна или превышает 2 МВ·А.

5.3.7 Для обеспечения выполнения поставщиками мощности своих обязательств перед покупателями поставщики, осуществляющие поставку мощности покупателям для обеспечения потребления электрической энергии на энергопринимающем оборудовании, расположенном на территории одной ценовой зоны, заключают между собой соглашение, в соответствии с которым каждый поставщик обязуется поддерживать генерирующее оборудование в состоянии готовности к выработке электрической энергии в соответствии с требованиями настоящего раздела.

5.3.8 Должны быть минимизированы технические ограничения в сетевой инфраструктуре, приводящие к снижению объемов покупки (продажи) электроэнергии против предлагаемых продавцами (покупателями) или вынужденной коррекции рыночной цены электроэнергии из-за ограничений на свободу предложений.

5.3.9 В случае невыполнения поставщиком мощности своих обязательств по поддержанию генерирующего оборудования в состоянии готовности к выработке электрической энергии стоимость мощности данного поставщика рассчитывается Администратором торговой системы в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка с применением, утверждаемых федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов понижающих коэффициентов.

Такие коэффициенты могут дифференцироваться в зависимости от типа генерирующего оборудования и иных факторов.

5.3.10 В целях определения объемов мощности, продаваемой на оптовом рынке для обеспечения надежной и бесперебойной поставки покупателям запланированных объемов потребления электрической энергии в часы максимальной нагрузки, Администратором торговой системы рассчитывается плановый коэффициент резервирования мощности. Плановый коэффициент резервирования мощности определяется как отношение суммарной установленной мощности генерирующего оборудования, подлежащей оплате в данной ценовой зоне и определенной на основании прогнозного баланса, к средней величине определенных в прогнозном балансе для каждого месяца соответствующего года совокупных объемов электрической мощности в соответствующей ценовой зоне, включая величину электрической мощности, отнесенную на потери в единой национальной (общероссийской) электрической сети.

5.3.11 Фактический объем мощности, необходимой для обеспечения надежной и бесперебойной поставки фактического объема потребления электрической энергии за расчетный период для каждого участника оптового рынка, определяется Администратором торговой системы расчетным путем на основе значений объемов потребления электрической энергии покупателем в часы, используемые в установленном федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов порядке для определения объема потребления электрической мощности в прогнозном балансе, умноженных на соответствующий коэффициент резервирования.

5.3.12 Администратор торговой сети (Совет рынка) не имеет права отказать юридическому лицу во вступлении в члены и (или) в заключении договора о присоединении к торговой системе оптового рынка при выполнении юридическим лицом всех условий получения статуса субъекта оптового рынка, предусмотренных основными положениями функционирования оптового рынка и правилами оптового рынка, устанавливаемыми Правительством РФ.

5.3.13 Деятельность по оказанию услуг по поставке электрической энергии, осуществляемая организацией по управлению Единой национальной (общероссийской) электрической сетью, а также указанная деятельность собственников или иных законных владельцев объектов электросетевого хозяйства, входящих в состав Единой национальной (общероссийской) электрической сети должна осуществляться в условиях естественной монополии и регулироваться в соответствии Федеральным законом «Об электроэнергетике» и другими Федеральными законами.

5.3.14 Недискриминационный доступ к услугам по поставке электрической энергии должен обеспечивать равные условия предоставления указанных услуг их потребителям независимо от организационно-правовой формы и правовых отношений с лицом, оказывающим эти услуги.

5.3.15 Для управления ограничениями пропускной способности в электрических сетях следует заключать соглашения с генерирующими компаниями, определяющие размер компенсационных выплат за ограничения выработки электроэнергии генерирующими источниками.

5.3.16 Технологическое присоединение осуществляют на основании договора, заключаемого ЕНЭС и поставщиком мощности. Заключение договора является обязательным. Процедура заключения договора и его содержание должны соответствовать по форме и содержанию типовым договорам об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям, приведенным в правилах утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861.

5.3.17 В рамках договора ЕНЭС обязуется осуществить комплекс организационно и технологически связанных действий, обеспечивающих передачу электрической энергии через технические устройства электрических сетей.

5.4 Качество электроэнергии при её поставке

5.4.1 При поставке электроэнергии должны быть обеспечены:

- требуемое качество электрической энергии;
- электромагнитная совместимость;
- экологичность.

5.4.2 Показатели и нормы качества электрической энергии в электрических сетях частотой 50 Гц в точках, к которым присоединяются электрические сети, находящиеся в собственности различных потребителей электрической энергии, или приемники электрической энергии (точки общего присоединения) должны определяться по ГОСТ 13109.

5.4.3 В нормальном и послеаварийном режимах эксплуатации должны соблюдаться максимально и минимально допустимые значения напряжения во всех точках сети, максимальная сила тока в сетевом оборудовании, а также согласованные значения системной мощности короткого замыкания в отдельных сетевых узлах.

5.4.4 При пиковых и низких значениях нагрузки должны приниматься меры для предотвращения падения (роста) напряжения:

- Использование компенсационного оборудования (синхронных компенсаторов, батарей конденсаторов, статических компенсаторов, гибких систем электроснабжения на переменном токе (FACTS)).
- Переключение ответвлений обмоток трансформаторов.
- Отпуск или прием реактивной мощности генерирующими установками и синхронными компенсаторами (перевозбуждёнными или недовозбуждёнными).
- Переключения на линии.
- Отключения предусмотренной в договорах нагрузки.

5.5 Надёжность поставок

5.5.1 Надежность поставки электрической энергии и мощности потребителям в процессе функционирования оптового рынка должна регламентироваться законодательством РФ, системой стандартов по надежности, качеству электрической энергии, правилами рынка, двусторонними и многосторонними договорами и соглашениями между субъектами рынка

5.5.2 Генерирующие компании должны обеспечивать:

- управляемость генерирующих агрегатов для обеспечения их участия в прохождении графика, регулировании частоты и активной мощности, напряжения и реактивной мощности;
- динамическую устойчивость электростанций при расчётных условиях.

Основные пути – резервирование общестанционных схем и показателей, обеспечение характеристик оборудования, адекватность характеристик и настройки систем управления.

5.5.3 Единая национальная электрическая сеть должна обеспечивать регламентированную надежность магистральной сети при расчетных условиях и при выполнении генерирующими компаниями графиков выдачи мощности.

Для этого должно использоваться резервирование структуры и пропускной способности ЕНЭС, управляемые источники реактивной мощности, средства автоматического противоаварийного управления.

5.5.4 Системный оператор должен:

- обеспечивать текущую надежность электроснабжения с учетом текущих характеристик потребителя;
- использовать:
  - инструментарий АСДТУ;
  - системы автоматического управления режимом (АРЧМ, РЗА, ПА), настроенные с учетом обеспечения надежности в текущих условиях.
- осуществлять планирование:
  - режимов на основе заявок, полученных от АТС;
  - ремонтов оборудования и средств управления.

5.5.5 В договорах между субъектами на основе действующих нормативов и правовых актов должны указываться требования по надежности электроснабжения и ответственность за их выполнение.

5.5.6 Для достижения надёжной поставки электроэнергии должны быть обеспечены:

- управляемость работой системы;
- частотная стабильность;
- стабильность напряжения;
- статическая и динамическая устойчивость.

5.5.7 Значения перетоков мощности, уровней напряжения и потерь мощности должны определяться для нормальной схемы сети и для ремонтных режимов.

5.5.8 Надёжная и бесперебойная поставка электроэнергии должна обеспечиваться прежде всего надёжностью электрической сети.

5.5.9 Схема основной электрической сети должна обеспечивать надежную и бесперебойную поставку мощности и электроэнергии для передачи в узлы нагрузки после аварийного отключения двух элементов сети напряжением 500 кВ и ниже.

5.5.10 При отключении одного из элементов сети напряжением 750 кВ и выше, а также при объеме отключаемой нагрузки не более чем 30% от передаваемой по сечению мощности и не более 5 – 7% от общей нагрузки принимающего дефицитного узла энергосистемы допускается применение противоаварийной автоматики без воздействия на разгрузку АЭС.

5.5.11 На стадии перспективного проектирования ЕЭС для обеспечения нормативных уровней надежности должны определяться резервы генерирующих мощностей и пропускные способности электрических связей.

5.6 Электромагнитная совместимость

5.6.1 При поставке электроэнергии для передачи должны быть:

- обеспечены:

а) защита от перенапряжений возникающих при первичных и вторичных воздействиях молний;

б) уровни наводок и помех, допустимые для применяемого оборудования;

в) электромагнитная совместимость в части обеспечения безопасности работы приборов и оборудования энергообъектов, в том числе путём принятия дополнительных мер (применение экранированных кабелей, установка фильтров в цепях питания).

- приняты необходимые меры по:

- обеспечению ЭМС (применение экранированных кабелей, установка фильтров в цепях питания и др.);

- защите от статического электричества;

- защите от радиоизлучения.

5.7 Безопасность

5.7.1 При поставке электроэнергии для передачи в соответствии с Федеральным законом РФ «Об электроэнергетике» должны быть предусмотрены:

- охрана окружающей среды, жизни или здоровья животных и растений;
- безопасность излучений;
- биологическая безопасность;
- взрывобезопасность;
- механическая безопасность;
- пожарная безопасность;
- промышленная безопасность;
- электрическая безопасность.

5.7.2 При поставке электроэнергии для передачи должны быть обеспечены:

- безопасность, надежность и экономичность функционирования генерирующих источников и электрических сетей;

- безопасность на всех стадиях жизненного цикла (строительство, эксплуатация и ликвидация) используемого комплекса оборудования при производстве, транспортировке и реализации продукции (электрической энергии);
- внедрение:
- организационных и технических мероприятий, для безопасного проведения работ, в том числе, при стихийных бедствиях и чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера;
- современного электротехнического оборудования, имеющего повышенную эксплуатационную безопасность.

5.7.3 Должен быть обеспечены ~~контроль и учёт~~ допустимые значения напряженности электрического и магнитного полей в санитарно-защитной зоне воздушных линий электропередачи в соответствии с требованиями

5.8 Требования к системе автоматизированного контроля и учета поставки электроэнергии

5.8.1 При поставке электроэнергии должно быть предусмотрено:
- Внедрение мониторинга для прогнозирования чрезвычайных ситуаций.
- Совершенствование системы управления процессами поставки.

Учет электроэнергии, а также контроль качества электроэнергии для расчётов между энергоснабжающей организацией и потребителем должен производиться на границе балансовой принадлежности электросети.

5.8.2 Точки присоединения ЕНЭС к генерирующим источникам должны быть оборудованы средствами измерения электрической энергии, соответствующими установленным законодательством Российской Федерации требованиям.

5.8.3 Для определения фактических данных об объеме поставленной (потребленной) электрической энергии должны использоваться результаты измерений, выполненных с использованием автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности (Утв. Постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 1172).

5.8.4 Должен быть обеспечен взаимный доступ оперативного персонала Сторон (генерирующих источников и ЕНЭС) к приборам контроля и учета, находящихся у другой Стороны.

5.8.5 При поставке электроэнергии, в соответствии с разделом XII Правил оптового рынка электрической энергии и мощности. Утв. Постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 1172, должны быть установлены:

- порядок взаимоотношений участников в сфере коммерческого учета на оптовом рынке электрической энергии (мощности), в том числе порядок использования ими средств измерений;
- порядок сбора результатов измерений, формирования и согласования между смежными участниками оптового рынка и сетевыми компаниями значений

фактических объемов производства и потребления, передачи и распределения электрической энергии

- требования к предоставлению согласованных значений фактических объемов электроэнергии для обеспечения проведения финансовых расчетов администратором торговой системы.

5.8.6 Смежные субъекты заключают Соглашения, которые являются основой обеспечения функционирования системы коммерческого учета произведенной (потребленной) на оптовом рынке электрической энергии и регулируют процедуру учета, порядка расчета и согласования количества переданной (полученной) электроэнергии по точкам поставки (группе точек поставки) по границам балансовой принадлежности субъектов в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности (Утв. Постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 1172).

5.8.7 Сетевые компании – субъекты оптового рынка должны предоставлять в НП «АТС» акты взаимных перетоков со смежными субъектами, составленные на основании соглашений об информационном обмене.

5.8.8 В качестве источников информации для целей коммерческого учета должны использоваться:

- показания счетчиков электроэнергии
- показания датчиков телеизмерений;
- типовые графики нагрузки (для случаев отсутствия средств измерений в точке поставки);
- нормативно-справочная информация о средствах измерения;
- Перечень коммерческих организаций – субъектов федерального (общероссийского) оптового рынка электрической энергии (мощности), тарифы на электрическую энергию (размер платы за услуги) для которых устанавливаются Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации. (Приложение № 2 к постановлению Правительства Российской Федерации от 12 июля 1996 года № 793).

5.8.9 Для федеральных электростанций и иных субъектов оптового рынка, являющихся поставщиками электрической энергии на оптовом рынке, почасовое количество электрической энергии, произведенной каждой электростанцией, должно определяться путем суммирования величин перетоков по группам точек поставки генерации.

5.8.10 Суммарный почасовой сальдо-переток определяется путем суммирования почасовых значений сальдо перетоков по всем точкам поставки на границе балансовой принадлежности.

Почасовое количество потребленной электроэнергии определяется путем суммирования почасовых значений произведенной электроэнергии и суммарного почасового перетока по границам балансовой принадлежности федеральной электростанции (или иного субъекта оптового рынка, являющегося поставщиком электроэнергии на оптовом рынке).

5.8.11 Целью создания и функционирования АИИС КУЭ должно являться измерение количества электрической энергии, позволяющее определить значения

учетных показателей, используемых в финансовых расчетах на оптовом рынке электроэнергии.

5.8.12 АИИС КУЭ субъекта ОРЭ должна соответствовать требованиям по надежности, защищенности, функциональной полноте и степени автоматизации.

5.8.13 Система учета должна обеспечивать определение количества электроэнергии (и в необходимых случаях средних для заданных интервалов значений мощности):

- выработанной генераторами электростанций;
- потребленной на собственные и хозяйственные нужды (раздельно) электростанций и электрических сетей;
- потребленной на производственные нужды;
- отпущенной (переданной) по линиям, отходящим от шин электростанций;
- переданной на экспорт и полученной по импорту.

5.8.14 На всех уровнях управления в энергетике должны осуществляться:

- финансовые (коммерческие) расчеты за электроэнергию и мощность между субъектами оптового и розничного рынка потребления;
- управление режимами электропотребления;
- определение и прогнозирование:
  - всех составляющих баланса электроэнергии (выработка, отпуск с шин, потери и т.д.);
  - удельных расходов топлива на электростанциях;
  - стоимости и себестоимости производства, передачи и распределения электроэнергии и мощности.
- контроль технического состояния и соответствие требованиям нормативно-технических документов систем учета электроэнергии в электроустановках.

БИБЛИОГРАФИЯ

[1] Проект «Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации» разрабатываемый в соответствии с Указом Президента Российской Федерации от 22.11.2012 № 1567 «Об открытом акционерном обществе «Российские сети».

[2] Положение о Технической политике ОАО «ФСК ЕЭС». Утв. 08.02.2011 Советом директоров ОАО «ФСК ЕЭС».

[3] Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем СО 153-34.20.118-2003 . Утв. Приказом Минэнерго РФ от 30.06.2003 № 281

[4] СО 153-34.20.576-2003 (РД 34.20.576-94) Методические указания по устойчивости энергосистем. Утв. Приказом Минэнерго Российской Федерации от 30.06. 2003 № 277.

[5] СанПиН 2971-84 Санитарные нормы и правила защиты населения от воздействия электрического поля, создаваемого воздушными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты. Утв. Приказом Заместителя главного государственного санитарного врача СССР 28.02.84 № 2971-84

УДК 621.311 ОКС 29.120.50 Е72

Ключевые слова: Единая энергетическая система, Единая национальная электрическая сеть, поставка электроэнергии, поставщик электрической энергии и мощности, объекты электросетевого хозяйства ЕНЭС , надёжность работы энергосистемы.

ОРГАНИЗАЦИЯ-РАЗРАБОТЧИК

Открытое акционерное общество «Научно-технический центр электроэнергетики» (ОАО «НТЦ электроэнергетики»)

Научный руководитель ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»	Ю.Г. Шакарян
Руководитель разработки Зам. научного руководителя, начальник Центра электротехнического оборудования	Л.В. Тимашова
Главный специалист	Н.В. Ясинская

Открытое акционерное общество «Институт Энергосетьпроект»

Директор по развитию энергосистем	Н.Н. Утц
Директор по развитию ЕЭС и ЕНЭС	Н.В. Бобылева

gost.e-ecolog.ru