



**ГОСУДАРСТВЕННОЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ
ОБЪЕДИНЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ
«БЕЛЭНЕРГО»**

КОНЦЕПЦИЯ

**ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ
СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 0,4-10 кВ
БЕЛОРУССКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ
НА БЛИЖАЙШУЮ ПЕРСПЕКТИВУ**

Минск

Предисловие

1. РАЗРАБОТАНА научно-исследовательским и проектно-изыскательским республиканским унитарным предприятием «БЕЛЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ» совместно с начальником управления эксплуатации электрических сетей ГПО «Белэнерго» А.В. Дюком, ведущим инженером управления эксплуатации электрических сетей ГПО «Белэнерго» И.В. Цураном.

2. ВНЕСЕНА РУП «БЕЛЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ».

3. УТВЕРЖДЕНА И ВВЕДЕНА В ДЕЙСТВИЕ решением генерального директора ГПО «Белэнерго» Воронова Е.О. от 10.11.2014 на основании протокола заседания электротехнической секции технико-экономического совета ГПО «Белэнерго» от 27.10.2014 № ПС_148.

СОДЕРЖАНИЕ

Глава 1. Общие положения	4
Глава 2. Цели и задачи перспективного развития распределительных электрических сетей	5
Глава 3. Анализ современного состояния распределительного комплекса электрических сетей классов номинального напряжения 0,4-10 кВ Белорусской энергосистемы	6
Глава 4. Основные проблемы распределительного электросетевого комплекса	10
Глава 5. Основные направления и пути реализации технической политики в распределительном электросетевом комплексе	11
Глава 6. Основные направления инновационной политики в распределительных электросетях на ближайшую перспективу	23
Приложение 1. Исходные данные для анализа состояния распределительного электросетевого комплекса напряжением 0,4-10 кВ	25

ГЛАВА 1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1. Концепция перспективного развития распределительных электрических сетей напряжением 0,4-10 кВ Белорусской энергосистемы на ближайшую перспективу (далее – Концепция) разработана на основании указания ГПО «Белэнерго» от 07.02.2012 № 4.

Концепция определяет стратегические направления развития распределительного электросетевого комплекса с номинальными напряжениями 0,4-10 кВ по обеспечению долгосрочного, надежного, качественного, доступного электроснабжения потребителей на основе современных решений с построением активно-адаптивных электрических сетей и внедрением технологий «Smart grid».

2. Необходимость разработки и утверждения настоящей Концепции обуславливается спецификой функционирования распределительного электросетевого комплекса Белорусской энергосистемы. Распределительные электрические сети 0,4-10 кВ (далее – РС) обеспечивают электроэнергией промышленных, непромышленных, сельскохозяйственных и бытовых потребителей. Протяженность линий электропередачи этих сетей значительно выше, чем у линий более высоких классов номинальных напряжений. От правильности выбора схем и параметров РС, эффективности управления их режимами в конечном итоге зависит надежность электроснабжения и качество электрической энергии потребителей.

3. В настоящее время наблюдается структурное изменение спроса на электрическую энергию в Республике Беларусь. Наряду со снижением потребления электрической энергии коммунально-бытовым сектором многих районов сельской местности, происходит его значительный рост в крупных населенных пунктах и городах.

4. Для больших (численность населения от 100000 до 250000 человек), крупных (численность - от 250000 до 500000 человек) и крупнейших (численность - свыше 500000 человек) городов, в которых сконцентрированы электроприемники категории 1 и 2 по надежности электроснабжения (многочисленные противопожарные, охранные и эвакуационные системы общественных зданий, лифты, оборудование лечебно-профилактических учреждений и т.д.), а также для объектов агропромышленного комплекса и, имеющих тенденцию активного роста, новых районов индивидуальной жилой застройки ключевыми являются требования бесперебойного и высококачественного энергообеспечения, которое определяется надежностью функционирования распределительной сети.

5. Исходя из отмеченных тенденций и особенностей функционирования РС вытекает необходимость создания новых направлений развития распределительных электрических сетей, основанных на применении современного оборудования, конструкций и материалов, обладающих высокой надежностью, низкими эксплуатационными затратами, а также на основе использования эффективных систем управления процессом передачи и распределения электрической энергии. Должно быть обеспечено надежное, бесперебойное, качественное электроснабжение потребителей и при этом выполнено требование настоящего времени по энерго-, ресурсосбережению, с поэтапным переходом к интеллектуальным сетям.

ГЛАВА 2

ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

6. Главными целями и основными задачами перспективного развития РС являются:

- создание сетевой технологической инфраструктуры, способствующей эффективности функционирования рынка электроэнергии в Республике Беларусь;

- обеспечение необходимого уровня надежности систем электроснабжения с учетом требований потребителей, роста электрических нагрузок и объемов потребления электроэнергии;

- преодоление тенденции старения основных фондов распределительного электросетевого комплекса за счет их обновления с применением современного оборудования и материалов, инновационных технологий при модернизации, реконструкции, техническом перевооружении и новом строительстве электрических сетей;

- повышение пропускной способности сетей;

- снижение потерь электрической энергии в РС;

- улучшение качества электроэнергии;

- совершенствование нормативно-технической и правовой базы, методического обеспечения;

- внедрение передовых технологий эксплуатации с использованием современных средств диагностики, мониторинга и информационно-измерительных систем;

- создание эффективной системы технического обслуживания и ремонтов электрических сетей на основе контроля технического состояния электрооборудования трансформаторных подстанций (далее – ТП) распределительных пунктов (далее – РП) и линий электропередачи (далее – ЛЭП);

определение основных направлений для развития и планирования деятельности научно-исследовательских (проектных) организаций, изготовителей электротехнического оборудования и материалов;

внедрение новых научно-обоснованных энергоэффективных технологий, устройств, оборудования и материалов, в том числе на основе пилотных проектов;

улучшение инвестиционного климата и привлекательности капитальных вложений в электросетевой комплекс, формирование единой инновационной политики;

повышение требований энергоэффективности и экологической безопасности;

создание организационной структуры по сертификации электротехнического оборудования, технологий, материалов и организации закупок.

ГЛАВА 3

АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ КЛАССОВ НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ 0,4-10 кВ БЕЛОРУССКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

7. Исходные данные для анализа текущего состояния распределительного комплекса напряжением 0,4-10 кВ приведены в Приложении 1.

8. Анализ составляющих электрических сетей.

8.1. В настоящее время распределительный комплекс напряжением 0,4-10 кВ Белорусской энергосистемы включает:

ТП 6-10/0,4 кВ – 73016 шт;

с установленной мощностью трансформаторов – 16361,2 МВА;

РП 6-10 кВ – 771 шт;

воздушные линии электропередачи (далее - ВЛ) 6-10 кВ – 103738 км;

ВЛ до 1 кВ – 99393 км;

кабельные линии электропередачи (далее - КЛ) 6-10 кВ – 19590 км;

КЛ до 1 кВ – 15080 км.

8.2. ВЛ 6-10 кВ выполнены:

ВЛ с неизолированными проводами – 100835 км;

ВЛ с покрытыми защитной изолирующей оболочкой (покрытыми) проводами (далее – ВЛП) – 2903 км.

Воздушные линии до 1 кВ выполнены:

ВЛ с неизолированными проводами – 84414 км;

ВЛ с изолированными проводами (далее – ВЛИ) – 14915 км.

8.3. Протяженность КЛ 6-10 кВ:

в городских электрических сетях – 16393 км;

в сельских электрических сетях – 3197 км.

Протяженность КЛ до 1 кВ:

в городских электрических сетях – 10720 км;

в сельских электрических сетях – 4360 км.

8.4. Более 45 % элементов РС эксплуатируется со сроком (возрастом) более 30 лет и практически отработали свой ресурс.

Доля ВЛ с возрастом:

более 30 лет – для 52 % ВЛ 10 кВ и для 40 % ВЛ 0,4 кВ;

от 20 до 30 лет – для 31 % ВЛ 10 кВ и для 25 % ВЛ 0,4 кВ;

до 20 лет – для 17 % ВЛ 10 кВ и для 35 % ВЛ 0,4 кВ.

В неудовлетворительном состоянии находятся:

ТП, РП – 6095 шт;

ВЛ 6-10 кВ – 7785 км; ВЛ до 1 кВ – 9094 км;

КЛ 6-10 кВ – 2720 км; КЛ до 1 кВ – 1679 км.

8.5. Многие ТП, РП (порядка 30 %) эксплуатируются с выключателями 10 кВ (масляными и вакуумными) устаревшей конструкции.

15-20 % низковольтных комплектных устройств (далее – НКУ) оборудованы коммутационными аппаратами (рубильниками с предохранителями и автоматическими выключателями), имеющими большой моральный и физический износ.

8.6. Основные элементы оборудования распределительных устройств и трансформаторных подстанций напряжением 10 кВ, которые наиболее часто повреждаются:

выключатели 10 кВ, выключатели нагрузки, разъединители, предохранители, разрядники, трансформаторы тока и напряжения.

Основные элементы оборудования 0,4 кВ (щитки распределительные, НКУ), подверженные повреждениям:

автоматические выключатели, рубильники, трансформаторы тока, фотореле, приборы учета электроэнергии.

Причины повреждения (за последний год):

износ материалов – 25,6 %;

атмосферные воздействия – 53,1 %;

посторонние воздействия – 5,8 %;

прочие (в том числе: недостатки эксплуатации, проектирования и монтажа, дефекты конструкции и неустановленные причины) – 15,5 %.

8.7. Повреждаемость ЛЭП 6-10 кВ (за 2013 год):

количество отключений ЛЭП с повреждением элементов – 6160 шт;

основные элементы ЛЭП 6-10 кВ, подверженные повреждениям: опоры, изоляторы, крепление проводов, провод, кабели с пропитанной бумажной изоляцией (далее – ПБИ), кабель с полимерной изоляцией, муфты концевые и соединительные.

Причины повреждения:

дефекты конструкции – 0,7 %;
дефекты строительства и монтажа – 1,6 %;
износ материалов – 61,9 %;
атмосферные воздействия – 19,4 %;
посторонние воздействия – 8,6 %;
прочие (в том числе недостатки эксплуатации, проектирования, нерасчетные режимы и неустановленные) – 7,8 %.

8.8. Повреждаемость ЛЭП до 1 кВ (за 2013 год):

количество отключений ЛЭП с повреждениями элементов сети – 16965 шт;

основные элементы ЛЭП до 1 кВ, подверженные повреждениям: опоры, изоляторы на ВЛ с неизолированными проводами, неизолированные провода, ответвления к вводу, кабели с ПБИ, кабели с полимерной изоляцией, муфты концевые и соединительные.

Причины повреждения:

недостатки эксплуатации – 0,58 %;
дефекты конструкции – 0,87 %;
дефекты строительства и монтажа – 1,48 %;
износ материалов – 30,0 %;
атмосферные воздействия – 48,4 %;
посторонние воздействия – 11,1 %;
прочие (в том числе нерасчетные режимы и неустановленные) – 7,57 %.

8.9. Воздушные сети 0,4-10 кВ в основном выполнены по радиально-лучевому принципу. Магистральные линии 10 кВ имеют большую протяженность. Секционирование ВЛ осуществлено главным образом с использованием разъединителей, в последние годы в распределительных сетях начали внедряться реклоузеры с вакуумными выключателями.

Кабельные сети построены по петлевой схеме или в виде двухлучевых схем с двухтрансформаторными подстанциями.

8.10. В качестве основных классов номинальных напряжений в распределительном комплексе используются сети напряжением 0,4; 10 кВ.

8.11. Распределительный электросетевой комплекс, в части требований надежности энергоснабжения, имеет следующий состав:

- 1) промышленные потребители категории 1 и 2:
 - категории 1 – 740 потребителей;
 - категории 2 – 4454 потребителей;
- 2) сельскохозяйственных потребителей категории 1, 2 и 3:
 - категории 1 – 436 потребителей, в том числе категории 1 с автономным источником питания (далее - АИП) – 182 потребителя;

категории 2 – 4098 потребителей, в том числе имеющих резервное питание – 2197 потребителей;

категории 3 – 9944 потребителя.

9. Потери электроэнергии.

Потери электроэнергии в сетях 0,4-10 кВ за 2013 год.

Отчетные: 1 904 237 тыс. кВт·ч (9,66 %).

Норматив технических потерь: 1 926 431 тыс. кВт·ч (9,77 %).

9.1. Структура норматива технических потерь электроэнергии в сетях 0,4-10 кВ (таблица 1).

Таблица 1

№ п/п	Потери электроэнергии	Показатель, %	Структура
1.	Нагрузочные (переменные) потери:	68,78	В том числе: – в ЛЭП 89,73 %; – в трансформаторах 10,27 %.
2.	Условно-постоянные потери	31,22	В том числе: – потери холостого хода трансформаторов 76,56 %; – прочие составляющие 23,44 %.
	Всего	100	

9.2. Виды потерь электроэнергии в сетях 0,4-10 кВ (таблица 2).

Таблица 2

№ п/п	Виды потерь	Основные причины
1.	Технические потери	Изношенность электрооборудования, применение устаревших видов оборудования, несоответствие электрооборудования существующим нагрузкам, неоптимальные режимы в электросетях по уровням напряжения и реактивной мощности и другие.
2.	Коммерческие потери	Погрешности измерений электроэнергии, несовершенные методы расчета и снятия показаний с приборов учета электроэнергии, неучтенные потребления электроэнергии (хищения) и другие.

10. Автоматизация.

10.1. Из информационных систем в настоящее время в распределительном электросетевом комплексе наибольшими темпами развиваются

системы АСКУЭ. В РУП-облэнерго завершается процесс внедрения электронной паспортизации электрооборудования. Ряд ключевых объектов распределительной сети телемеханизирован. Системы контроля параметров качества электроэнергии практически не используются.

10.2. В настоящее время в распределительном комплексе Белорусской энергосистемы параллельно развиваются два вида автоматизации:

централизованная – команды выдаются диспетчерским персоналом по результатам работы в реальном времени специализированной программы¹, в свою очередь работающей на базе системы паспортизации электрооборудования с использованием результатов телеизмерений режимных параметров и телесигналов.

децентрализованная – работает автоматически без участия персонала с применением интеллектуальных аппаратов (вакуумных выключателей, реклоузеров и др.).

11. Нормативно-техническое обеспечение требует гармонизации с действующими нормативными правовыми актами и техническими нормативными правовыми актами (далее – ТНПА). Требуется открытие центров по аттестации, сертификации и испытанию оборудования, изделий, материалов и технологий.

12. Принимая во внимание степень физического износа электросетевого комплекса, в ближайшей перспективе необходимо:

провести дополнительный технический аудит и диагностику технического состояния распределительных сетей в возрасте более 30 лет;

разработать Программу реконструкции и технического перевооружения вышеназванных РС;

разработать ТНПА по автоматизации электрических сетей;

провести восстановление или замену электросетевых объектов по разработанной проектной документации с учетом Схем перспективного развития и в соответствии с техническими нормами.

ГЛАВА 4

ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА

13. К основным проблемам в распределительном электросетевом комплексе следует отнести:

старение оборудования электросетевых объектов. Значительная часть основных фондов электрических сетей находится в эксплуатации сверх установленных нормативных сроков;

¹ Разработчик – ООО «БелАИИС»

критический износ (физический и моральный) электрооборудования, конструкций и используемых материалов, который ведет к увеличению повреждаемости и, следовательно, возможным аварийным ситуациям;

сложное финансовое положение, вследствие которого в недостаточном объеме приобретается современное качественное (дорогостоящее) оборудование и ограниченно применяются эффективные технологии;

высокий уровень фактических (технических и коммерческих) потерь электроэнергии;

недостаточная пропускная способность большого числа действующих линий и трансформаторов при возрастающем спросе на электроэнергию;

низкий уровень автоматизации;

несовершенство нормативно-технической базы;

существующие «проблемы эксплуатации», связанные с низким уровнем оснащенности эксплуатирующих предприятий автомашинами и механизмами, приборами и аппаратурой для проведения ремонтов и технологического обслуживания, нарастающим дефицитом квалификационных кадров;

низкий уровень инвестиций в развитие распределительных электрических сетей;

рост ветровых и гололедно-изморозевых нагрузок на ВЛ и ее элементы, связанный с изменением в последние годы (по данным Республиканского гидрометеоцентра: с 1989 года и по настоящее время) климатических условий, при нарастающем характере аномальных погодных явлений.

ГЛАВА 5

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ И ПУТИ РЕАЛИЗАЦИИ ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОМ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОМ КОМПЛЕКСЕ

14. Техническая политика реализуется путем разработки:

перспективных схем и программ развития РС районов и городов;

программ нового строительства, реконструкции, технического перевооружения и автоматизации распределительных электрических сетей (согласно нижеприведенным техническим решениям, мероприятиям и требованиям к элементам электрической сети);

единых нормативов управления информацией об эффективных технологиях и организация ее обмена в системе ГПО «Белэнерго»;

единого подхода по применению (при проектировании, возведении и эксплуатации объектов РС) выпускаемых, в Беларуси, странах Таможенного союза, ближнего и дальнего зарубежья электротехни-

ческих изделий (материалов, аппаратуры, комплектующих), оборудования и конструкций распределительных сетей;

качественных проектов, ориентированных на инновации, включая реализацию этих проектов.

15. Схемы перспективного развития РС 0,4–10 кВ должны содержать: анализ технического состояния электросетевых объектов и их соответствие требованиям надежности и качества электроснабжения потребителей для расчетных электрических нагрузок;

существующие и перспективные электрические нагрузки;

схемы электрической сети с привязкой к карте местности, с учетом перспективного строительства или реконструкции, планируемых изменений в характере нагрузок и генерации;

требуемый уровень автоматизации с применением интеллектуальных устройств;

технические решения по увеличению пропускной способности;

технические и схемные решения повышения управляемости, надежности функционирования, эффективности и безопасной эксплуатации сетей;

развитие систем связи;

основные параметры электросетевых объектов, в том числе, размещение вновь сооружаемых ЛЭП и ТП;

последовательность (этапы) нового строительства, реконструкции и технического перевооружения конкретных электросетевых объектов;

потребность в современном электрооборудовании, конструкциях и материалах;

использование современных средств диагностики электрооборудования, конструкций и материалов;

технические и системные решения по упорядочению распределенной генерации в РС.

16. Развитие распределительных электрических сетей должно осуществляться согласно ниже приведенным техническим решениям, мероприятиям и требованиям.

16.1. Технические решения по развитию РС 6-10 кВ.

Развитие сетей 10 кВ, с преобладанием воздушных линий электропередачи, должно происходить по принципу кольцевания магистральных линий от независимых источников питания (магистральный принцип).

В сетях с преобладанием кабельных линий электропередачи (городские сети), рекомендуется применять двухлучевую (разных типов исполнений), а также петлевую схему построения сети.

Магистральный принцип предусматривает построение магистрали в сети напряжением 10 кВ от независимого источника питания (ПС 35-

110/10) до точки соединения, через пункт автоматического включения резерва (как правило, РП или ОТП), с другой магистралью от другого независимого источника питания.

При наличии на магистралях ВЛ 10 кВ ответвлений (отпаек) рекомендуется, в целях секционирования, сетевого резервирования и в качестве отключающего аппарата, применять реклоузеры (устройства с управляемым выключателем 10 кВ).

Необходимо предусматривать перспективное развитие магистралей: оптимизацию по протяженности линий и наиболее полное удовлетворение требований технической эстетики;

конструктивные решения элементов ВЛ (опоры, провода, изоляторы, арматура и т.д.) для увеличения пропускной способности.

Следует избегать прокладки ЛЭП в труднодоступной местности, а также в лесных массивах и на заболоченных территориях.

С целью снижения финансовых затрат при проектировании РС необходимо максимально сближать трассу ЛЭП с автомобильными дорогами и параллельно им следовать.

В сетях 6-10 кВ следует применять сетевой и местный АВР.

Для ответственных потребителей необходимо устанавливать устройство АВР 6-10 кВ в ТП и АВР 0,4 кВ, как правило, непосредственно во вводном устройстве потребителя.

В качестве второго (или третьего) независимого источника питания могут применяться АИП:

для потребителей особой категории 1 (в качестве третьего независимого источника питания);

для потребителей категории 1 и 2 (при техническом обосновании);

для потребителей категории 3 (при наличии их документально подтвержденного согласия).

Перевод действующих электрических сетей на более высокий класс напряжения должен проводиться с целью увеличения их пропускной способности, уменьшения потерь электроэнергии в элементах сети, обеспечения потребителей электрической энергией требуемого качества. Существующие сети 6 кВ нужно поэтапно переводить на номинальное напряжение 10 кВ. Исключение составляют сети внешнего электроснабжения промышленных предприятий, для которых такой перевод недопустим по технологии производства.

В центрах питания, на ПС 110-35/10 кВ целесообразно проводить модернизацию системы заземления нейтрали путем заземления её через резистор, т.е. переходить на резистивную систему заземления нейтрали, что снизит уровень дуговых, феррорезонансных и коммутационных перенапряжений в сети с ВЛ и КЛ, позволит определить поврежденное присоединение и немедленно принять меры по устранению повреждения.

На всех вновь вводимых ВЛ и КЛ напряжением 10 кВ следует предусматривать установку устройств регистрации аварийных режимов (индикаторов короткого замыкания) с подключением их к каналам телемеханики.

Выбор конструкций объектов распределительных сетей осуществлять, в том числе, исходя из условий:

- минимума затрат на техническое обслуживание и ремонт;

- возможности проведения технического обслуживания и ремонта без снятия напряжения.

16.2. Технические решения по развитию РС 0,4 кВ должны обеспечивать:

- надежную поставку потребителям электроэнергии соответствующего качества;

- гибкость построения и широкие возможности по присоединению новых потребителей;

- возможность модернизации РС без ограничения передаваемой мощности и без ухудшения качества электроэнергии у потребителей (повышение сечений ЛЭП, разукрупнение распределительной сети со строительством дополнительных ТП и уменьшением длины фидеров, установка вольтодобавочных трансформаторов 0,4 кВ, стабилизаторов напряжения, регулируемых средств компенсации реактивной мощности и т. д.);

- высокую надежность элементов ЛЭП за счет применения на ВЛ опор повышенной прочности и самонесущих изолированных проводов с качественной линейной арматурой, использования на КЛ кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена (далее – СПЭ) и проверенной в результате испытаний и опыта по монтажу и эксплуатации термоусаживаемой кабельной арматуры;

- снижение коммерческих потерь электроэнергии за счет применения выносных щитков учета электроэнергии с микропроцессорными приборами, имеющими возможность включения/отключения потребителей, и с дистанционным съемом данных учета электроэнергии;

- низкий уровень рисков аварийных отключений и технологических нарушений;

- безопасность сети (возможность проведения отдельных работ под напряжением);

- эффективность за счет оптимальных затрат при строительстве.

16.3. Мероприятия по повышению пропускной способности должны включать:

- оптимизацию потоков мощности (электроэнергии) по существующей сети;

- магистральный принцип построения сетей 10 кВ;

увеличение сечения проводов на перспективную нагрузку при реконструкции ВЛ;

применение вольтодобавочных трансформаторов и/или конденсаторных батарей, эксплуатирующихся в автоматическом режиме;

внедрение столбовых трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ;

применение современных методов компенсации и регулирования реактивной мощности;

разработку и внедрение необходимых механизмов для создания активно-адаптивных сетей;

внедрение современных методик расчета режимов электрических сетей, в том числе потерь электроэнергии, а также необходимое для этих целей программное обеспечение.

16.4. Мероприятия по снижению потерь электроэнергии.

Стратегическая цель – обеспечить тенденцию снижения всех видов потерь электрической энергии в РС и довести суммарные потери в электросетях до объективно обоснованного уровня.

Цель может быть достигнута в результате внедрения основных мер: электросетевого строительства, разукрупнения электросетевых объектов;

оптимизации режимов электрических сетей и совершенствования их эксплуатации;

применения нового энергосберегающего оборудования и технологий при возведении, реконструкции и техническом перевооружении электросетевых объектов;

совершенствования расчетного и технического учетов электроэнергии, метрологического обеспечения измерений электроэнергии;

уточнения расчетов нормативов потерь и балансов электроэнергии по фидерам 0,4 и 10(6) кВ, выявления фидеров с высоким уровнем коммерческих потерь;

выявления, предотвращения и снижения объемов хищений электроэнергии;

совершенствования организации работ по адресному выявлению очагов повышенных потерь и безучетного потребления электроэнергии, стимулирования персонала за реальное снижение потерь электроэнергии, повышения эффективности функционирования распределительного электросетевого комплекса.

17. Развитие городских электрических сетей.

Развитие городских сетей должно осуществляться с учетом:

необходимости покрытия пиков суточных и сезонных графиков электропотребления;

роста электропотребления;

необходимой пропускной способности;

обеспечения надежности электроснабжения (особенно крупных городов с многочисленными электроприемниками категории 1 и 2).

Надежное энергоснабжение должно обеспечиваться:

рациональным выбором схемных решений;

минимизацией сроков восстановления электроснабжения потребителей в случае его нарушения;

применением современного оборудования, конструкций, материалов и эффективных технологий;

наличием средств автоматики и связи на электросетевых объектах.

Новое строительство и реконструкцию городских сетей необходимо осуществлять на основе:

выбора оптимального схемного решения построения сети города (района города) в зависимости от расположения источников питания;

применения в кабельных сетях преимущественно кабелей 0,4-10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена и высоконадежной кабельной арматурой;

применения (в условиях большой стесненности) и при количестве кабелей (в пучке) более 20 блочных канализаций (как правило, с толстостенными полиэтиленовыми трубами) и (или) туннелей (в крупных городах);

использования малогабаритных блочных комплектных трансформаторных подстанций в бетонной оболочке и РП в блочном исполнении с оборудованием 10 кВ на базе вакуумных (элегазовых) выключателей;

применения на ВЛИ (в местах малоэтажной и частной застройки) многоцепных опор повышенной прочности с возможностью подвески СИП большого сечения (до 95-120 мм²);

наличия генерирующих источников в распределительной сети.

18. Основные направления развития подстанций и распределительных устройств.

Современные закрытые ТП (далее – ЗТП) и РП нового поколения должны быть с дистанционным управлением и контролем и обладать следующими характеристиками:

компактность, комплектность и высококачественное оборудование;

иметь комплексную автоматизацию и связь для передачи на диспетчерский пункт сигналов управления, состояния оборудования и о несанкционированном доступе;

быть удобными для проведения технического обслуживания, осмотров и ремонтов.

В ЗТП и РП следует применять камеры (ячейки) 10 кВ и низковольтные комплектные устройства, изготовленные в соответствии с требованиями ТНПА и технических условий, которые должны иметь повышенные уровни электробезопасности, отвечать требованиям

функциональной и эксплуатационной надежности, прошедшие сертификацию (аттестацию) и позволяющие применять дистанционное управление. Рекомендуется гармонизировать ТУ с требованиями международных стандартов.

В электрических сетях населенных пунктов (как правило, городов) рекомендуется применять малогабаритные, вписывающиеся в архитектуру города, блочные комплектные трансформаторные подстанции в бетонной оболочке или аналогичного исполнения на основе прочных стойких материалов к атмосферным и внешним воздействиям.

Основные требования к трансформаторам, устанавливаемым в ТП 10(6)/0,4 кВ:

- применение герметичных масляных трансформаторов (далее – ТМГ) с уменьшенными удельными техническими потерями и правильно выбранной схемой соединения обмоток;

- применение ТМГ с симметрирующим устройством при электропитании потребителей с несимметричными фазными нагрузками;

- применение для электропитания коммунально-бытовых и сельскохозяйственных потребителей (бытовых и общественно-коммунальных) трансформаторов до 160 кВА со схемой соединения обмоток «звезда-зигзаг с нулем»;

- применение сухих трансформаторов на объектах, имеющих повышенные требования экологической и пожарной безопасности;

- использование измерительных трансформаторов тока и напряжения с литой изоляцией, сухих трансформаторов собственных нужд;

- применение глубинных вертикальных заземлителей при сооружении заземляющих устройств ТП и ВЛ в высокоомных грунтах и при стеснённых условиях.

19. Основные направления развития воздушных линий электропередачи.

Главными направлениями развития распределительных электрических сетей с воздушными линиями электропередачи являются: значительное сокращение сроков строительства, повышение надежности электропитания и соблюдение существенно изменившихся технических и технологических требований в связи с осложнившимися климатическими условиями.

К основным требованиям относятся:

- повышение безопасности при строительстве и эксплуатации;

- применение конструкций, элементов и оборудования, обеспечивающих высокую надежность (с учетом оптимальных затрат) при возведении, реконструкции, техническом перевооружении и эксплуатации в течение всего срока службы;

- увеличение пропускной способности;

внедрение конструктивных решений для создания компактных ВЛ;
обеспечение механической стойкости ВЛ к воздействию нагрузок, возникающих при неблагоприятных, а также экстремальных погодных условиях;

внедрение современных средств мониторинга текущего состояния элементов ВЛ, в том числе устройств для определения мест повреждения в линиях.

Основные требования к конструктивным элементам и узлам ВЛ:

элементы и узлы ВЛ должны быть рассчитаны на нормативные климатические условия с повторяемостью 1 раз в 25 лет;

опоры ВЛ должны быть железобетонными (повышенной прочности), стальными многогранными и композитными;

применение только самонесущих изолированных проводов на ВЛ до 1 кВ, а также только покрытых проводов на ВЛ 10 кВ, проходящих по населенной местности, лесным массивам, лесопарковым зонам и вблизи водоемов;

использование линейной арматуры, не требующей обслуживания, замены и ремонта в течение всего срока эксплуатации ВЛ;

применение изоляторов повышенной надежности, изолирующих траверс, а также устройств грозозащиты на ВЛП.

20. Основные направления развития кабельных линий электропередачи.

Развитие кабельных линий электропередачи должно осуществляться с учетом требований:

силовые кабели должны быть проложены с применением современных технологий и с помощью специального оборудования, приспособлений и инструментов:

- 1) в земле (траншее);
- 2) в кабельных сооружениях (в туннелях, коллекторах, галереях, эстакадах, - в крупных городах, каналах, блоках);
- 3) в производственных помещениях (с учетом их классификации) в трубах, лотках, коробах и т.д.;
- 4) по опорам ВЛ с применением самонесущего кабеля с изоляцией из СПЭ – в заповедниках, лесных массивах с ценными породами деревьев без вырубki просеки.

необходима разработка типовых решений по всем способам прокладки кабелей (имеется типовое решение по прокладке кабелей в земле) с рекомендациями применения соответствующих марок кабелей;

на кабельных линиях следует применять, как правило, силовые кабели с изоляцией СПЭ и кабели с бумажной пропитанной не стекающим составом изоляцией в свинцовой оболочке;

на кабельных линиях должны применяться концевые и соединительные муфты на основе термоусаживаемых материалов, прошедших все необходимые технологические и ресурсные испытания, имеющие сертификаты соответствия национальным и международным стандартам;

при реконструкции и новом строительстве должны преимущественно применяться одножильные кабели с изоляцией СПЭ, имеющие высокую пропускную способность и обеспечивающие надежное электроснабжение потребителей при минимальных расходах на эксплуатацию;

кабели с изоляцией СПЭ на напряжение 10(6) кВ должны иметь пероксидную сшивку полиэтилена (XLPE), кабели с изоляцией СПЭ на напряжение до 1 кВ, как правило, силанольную сшивку полиэтилена (SXLPE);

выбор сечения кабеля должен осуществляться с учетом перспективного роста электрических нагрузок на срок не менее 10 лет;

для марок кабелей и кабельной полимерной арматуры наружной установки должны применяться материалы, устойчивости к воздействию солнечной радиации и обладания высокими диэлектрическими свойствами. Срок службы кабельной арматуры должен быть не менее 30 лет;

должны применяться неразрушающие методы диагностики состояния изоляции кабеля с изоляцией СПЭ и с отказом от их испытаний повышенным напряжением постоянного тока;

для защиты кабельных линий от механических повреждений и обозначения кабельных трасс (кроме традиционных методов) следует применять ленты защитно-сигнальные, а также другие согласованные в установленном порядке защитные материалы;

в городах, для обозначения трасс кабельных линий 6-10 кВ следует применять интеллектуальные маркеры.

21. Повышение надежности воздушных линий 10 кВ, проходящих через лесные массивы.

При необходимости прохождения трассы ВЛ 10 кВ в лесных массивах должны быть выполнены требования надежности и безопасности электроснабжения.

К основным требованиям относятся:

воздушные линии 10 кВ должны быть только с проводами, покрытыми защитной изолирующей оболочкой (покрытыми проводами);

минимальная ширина просек должны быть в строгом соответствии с ТНПА и поддерживаться в хорошем (расчищенном) состоянии, опасные деревья должны вырубаться;

применение на ВЛП современных высоконадежных узлов, конструкций, материалов и оборудования;

устойчивость к аномальным климатическим воздействиям;

применение устройств грозозащиты: ОПН, РДИ или УЗПН;

разработка и внедрение арматуры ограниченной прочности;
обеспеченность эксплуатационных организаций необходимой техникой, конструкциями, материалами и деталями на случай аварийной ситуации.

22. Автоматизация.

22.1. В рамках дальнейшего развития информатизации распределительного электросетевого комплекса следует по-прежнему развивать системы АСКУЭ, интегрированные с АСКУЭ бытовых потребителей. Телемеханизацию ключевых объектов распределительных сетей необходимо выполнять на основе принятых критериев выбора объектов.

22.2. В рамках диспетчеризации необходимо в первую очередь завершить реализацию паспортизации всех объектов электрических сетей на единой или взаимно интегрируемых программных платформах. На базе системы паспортизации следует развивать систему централизованного автоматизированного управления коммутациями. В дальнейшем системы централизованного и децентрализованного управления должны развиваться параллельно, но с опережающим развитием последних – с ориентацией на идеологию «Smart Grid».

22.3. Основные требования к построению систем диспетчерско-технологического управления:

- модульное многоплатформенное построение технических и программных средств, прикладного и технологического программного обеспечения;

- открытость масштабируемой архитектуры комплекса технических средств системы и программного обеспечения;

- выполнение функций контроля и управления сетевым объектом, независящее от состояния других компонентов.

22.4. Система диспетчерско-технологического управления объектов РС 0,4-10 кВ, как правило, должна состоять из двух уровней:

- верхний уровень – интегрированная автоматизированная система управления РЭС, включающая математическую модель сети, обеспечивающая объединение электрических сетей, потребителей и производителей электроэнергии в единую автоматизированную систему;

- нижний уровень – устройства телемеханики, релейной защиты, АСУ ТП АСКУЭ, и других систем объекта управления электрических сетей 0,4-10 кВ.

22.5. Вновь проектируемые и реконструируемые объекты должны оборудоваться системами телемеханики в зависимости от уровня объекта:

на РП, РТП телемеханизация осуществляется в полном объеме, либо создается АСУ ТП с выводом информации на диспетчерский пункт (далее – ДП) РЭС;

на ЗТП, КТП телемеханизация в информационном объеме, который предусматривает съем и передачу информации на ДП РЭС;

на всех остальных объектах распределительных сетей выполняется телесигнализация о несанкционированном доступе и по возможности основных коммутационных аппаратов с передачей информации на ДП РЭС.

22.6. Основные требования, предъявляемые к учету электроэнергии, АСКУЭ.

Необходимо расширять сферу АСКУЭ в распределительных сетях, при этом должны охватываться промышленные и приравненные к ним потребители и абоненты коммунально-бытового сектора. Системы учета потребителей других категорий должны быть интегрированы с АСКУЭ распределительных сетей. При этом следует ориентироваться на наращивание функциональности АСКУЭ, в первую очередь, в части выполнения приборами учета электроэнергии у потребителей функций контроля, управления и защиты.

Технический и расчетный учет следует предусматривать в рамках одной системы. Технический учет электроэнергии следует организовывать в соответствии с требованиями, предъявляемыми к расчетному учету электроэнергии.

Состав точек учета на объектах должен обеспечивать контроль баланса электроэнергии и мощности по объектам и линиям электропередачи.

Следует предусматривать взаимный обмен информацией (режимные параметры сети, мощности, показания приборов учета электроэнергии, показатели качества электроэнергии, дискретные сигналы и другие) с системами (подсистемами) телемеханики, АСУ ТП и оперативно-диспетчерского управления.

Должны охватываться АСКУЭ РС с передачей результатов измерений заинтересованным сторонам (ДП РЭС, «Энергосбыт» и др.) приборы учета электроэнергии:

местных объектов генерации;

устанавливаемые в ТП 10(6)/0.4 кВ;

абонентов районов индивидуальной жилой застройки, в первую очередь, установленные во ВЩУЭ.

22.7. Контроль показателей качества электроэнергии.

Возможность контроля показателей качества электроэнергии (далее – ПКЭ) следует предусматривать:

на объектах малой генерации – на шинах, с которых проводится (или может проводиться) отпуск электроэнергии в распределительную сеть энергоснабжающей организации и (или) других смежных субъектов;

- в ЦП 10 кВ;
- на шинах РП 10 кВ;
- на шинах 0,4 кВ ТП 10/0,4 кВ.

Стационарные устройства, осуществляющие непрерывный контроль ПКЭ, следует устанавливать:

- на объектах генерации – в точках (на шинах) подключения к сети;
- на шинах 0,4 кВ ТП 10/0,4 кВ с номинальной мощностью (каждого) трансформатора 250 кВ·А и более;

- на шинах энергообъектов, от которых запитаны потребители с присоединенной мощностью 160 кВ·А и более, имеющие искажающие электроприемники (регулируемые вентильные электроприводы, мощные дуговые печи, сварочные установки и др.);

- на шинах энергообъектов, где в результате периодических измерений ПКЭ в ходе периодического контроля были выявлены постоянные (или регулярные) несоответствия ПКЭ.

Следует предусматривать дистанционный съем данных с устройств контроля ПКЭ, устанавливаемых в ТОП для постоянного контроля, и передачу в центр сбора и обработки данных (далее – ЦСОД).

23. Построение сетей связи.

23.1. Построение сетей связи следует начинать с разработки оптимальной топологии сетей связи. В рамках разработки топологии следует проработать распределение сетевых адресов, целесообразность использования арендуемых каналов связи, места расположения ЦСОД, структуру и виды каналов связи.

23.2. Следует предусматривать каналы связи между следующими узлами сети: энергообъекты, ЦСОД РЭС, ЦСОД филиала электросетей, ЦСОД РУП-облэнерго.

23.3. Последовательность передачи данных – иерархическая. При наличии технической возможности допускается не создавать ЦСОД РЭС.

23.4. Обмен данными между узлами сети должен осуществляться преимущественно с использованием стека протоколов ТСР/ІР. В случае технической невозможности, следует предусматривать замену существующей системы связи.

ГЛАВА 6

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ИННОВАЦИОННОЙ ПОЛИТИКИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОСЕТЯХ НА БЛИЖАЙШУЮ ПЕРСПЕКТИВУ

24. Цель инновационной политики в распределительном электросетевом комплексе – создание высокоэффективной и высоконадежной энергосистемы нового поколения с активно-адаптивной электрической сетью.

25. Основными задачами инновационной политики являются:

а) в организационно-экономической сфере:
создание эффективной системы управления инновационным развитием;
определение главных приоритетов для инвестирования;
обеспечение рационального выбора состава инновационных технологий в распределительном электросетевом комплексе;
формирование условий для внедрения и использования новых технологий;
стимулирование развития комплексной отраслевой инновационной инфраструктуры.

б) в сфере технической деятельности:
внедрение «цифровых» технологий;
разработка эффективной системы контроля состояния сети;
разработка прогнозирования программ предотвращения (ограничения) возникающих проблем и восстановления нормального режима в сети;
разработка форсированного управления и ввода резерва;
разработка «единой модели сети» для создания и формирования различной технической и технологической информации.

в) в сфере эксплуатации:
поэтапное внедрение более эффективных подходов к эксплуатации РС, направленных на повышение надежности ее функционирования и снижение текущих затрат на поддержание в работоспособном состоянии элементов РС, путем внедрения в практику эксплуатации:

системы оперативного обслуживания, обеспечивающей локализацию технологических нарушений и восстановление режимов работы РС;

контроля технического состояния с выявлением «узких мест» в электрических сетях;

современных систем мониторинга и диагностики состояния оборудования подстанций и линий электропередачи, включая определение остаточного ресурса элементов РС и разработку технических решений по продлению или снижению допустимого срока службы, рекомендаций по его модернизации, реконструкции и замене;

прогрессивных форм организации и управления техническим обслуживанием и ремонтами;

передовых методов работ на электроустановках и оборудовании комплексной механизации, прогрессивных технологий; специализации проводимых ремонтных работ;

эффективного контроля качества выполняемых работ по ремонту и состоянию оборудования после ремонта, а также анализа параметров и показателей технического состояния оборудования до и после ремонта по результатам испытаний;

системы своевременного обеспечения ремонтных работ материалами, запчастями и комплектующим оборудованием;

нормативно-технического и методического обеспечения технического обслуживания и ремонта объектов РС.

Приложение 1

Исходные данные для анализа состояния распределительного электросетевого комплекса напряжением 0,4-10 кВ

Таблица 1. Количество ТП и РП в распределительной электрической сети

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Брестэнерго		Витебскэнерго		Гомельэнерго		Гродноэнерго		Минскэнерго		Могилевэнерго		Итого по РУП	
			Городские сети	Сельские сети	Городские сети	Сельские сети	Городские сети	Сельские сети	Городские сети	Сельские сети	Городские сети	Сельские сети	Городские сети	Сельские сети	Городские сети	Сельские сети
1.	Количество и мощность ТП 6-10/0,4 кВ, в том числе:	шт.	2144	8696	2189	10846	2740	8272	1622	8710	4344	13215	1872	8366	14911	58105
		мВА	852.3	1456.4	932.4	1417.4	1135	1487.2	766.4	1220.3	2708.4	2196.2	766.5	1422.7	7161	9200.2
	закрытые (ЗТП)	шт.	3075		2530		3678		2537		6501		2918		21239	
		мВА	1358.1		1439.2		1812.3		1379.6		3472.3		1533.7		10995.2	
	комплектные (КТП)	шт.	7288		9995		6562		2346		10584		6661		43436	
		мВА	915.6		885.8		757.0		281.0		1369.8		623.5		4832.7	
	мачтовые (МТП)	шт.	477		510		772		5449		474		659		8341	
		мВА	32.9		24.8		53.0		324.5		62.4		32.1		529.7	
	ЗТП имеющих: АВР-10 кВ	шт.	76		310		150		90		205		63		894	
	ЗТП имеющих: АВР-0,4 кВ	шт.	72		44		40		24		399		93		672	
	ЗТП, имеющих телесигнализацию и телеуправление	шт.	32		76		31		76		427		64		706	
2.	Количество РП 6-10 кВ в том числе:	шт.	92	55	80	26	91	16	71	10	170	67	78	15	582	189
	имеющих телесигнализацию и телеуправление	шт.	20		63		28		60		70		32		273	
3.	Количество выключателей, установленных в ТП: - МВ - ВВВ	шт	257		916		723		291		738		199		3124	
		шт	381		876		950		506		1153		164		4030	

Примечание: столбовые подстанции (СТП) и блочные КТП в бетонной оболочке (БКТПБ) входят в состав ТП (п.1)

Таблица 2. Количество ЛЭП до 1 кВ и ЛЭП 6-10 кВ

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Брестэнерго		Витебскэнерго		Гомельэнерго		Гродноэнерго		Минскэнерго		Могилевэнерго		Итого по РУП	
			Городские сети	Сельские сети	Городские сети	Сельские сети	Городские сети	Сельские сети	Городские сети	Сельские сети	Городские сети	Сельские сети	Городские сети	Сельские сети	Городские сети	Сельские сети
1.	Протяженность ЛЭП 6-10 кВ, в том числе:	км	2518.7	14102.9	2390.3	21564.2	3134.0	15698.0	2260.7	14583.7	6937.5	22791.6	3339.3	14005.4	20581.0	102746.0
	ВЛ с неизолированными проводами	км	405.1	13591.6	694.9	20548.8	762.1	14594.0	369.9	13825.5	803.4	20851.9	910.2	13477.2	3945.9	96888.7
	ВЛ с покрытыми проводами (ВЛП)	км	14.6	93.8	55.4	737.9	101.0	727.0	28.0	463.0	20.7	351.6	22.9	287.0	242.6	2660.3
	КЛ 6-10 кВ	км	2099.1	417.5	1640.0	277.6	2271.0	377.0	1862.9	295.2	6113.2	1588.1	2406.3	241.2	16392.5	3197.0
2.	Протяженность ЛЭП до 1 кВ, в том числе:	км	3833.1	13191.5	3448.1	18023.2	4184.0	13197.0	3043.6	13012.3	7193.3	20299.7	3599.6	11447.7	25302.0	89171.0
	ВЛ с неизолированными проводами на ж/б опорах	км	1360.3	7263.7	1193.5	9168.3	1118.0	8829.0	1041.1	10794.5	2404.2	14253.5	1549.3	9130.0	8666.4	59439.0
	ВЛ с неизолированными проводами на деревянных опорах	км	404.3	3599.1	502	7051.2	1053.0	2048.0	-	-	-	990.3	-	724.9	1959.3	14413.0
	ВЛ с самонесущими изолированными проводами (ВЛИ)	км	733.2	1739.7	539.7	1313.1	545.0	1578.0	571.2	1686.6	809.9	3600.9	757.2	1040.5	3956.0	10959.0
	КЛ до 1 кВ	км	1335.3	589.0	1212.9	490.6	1468.0	742.0	1431.3	531.2	3979.2	1454.9	1293.1	552.2	10720.0	4360.0

Таблица 3. Техническое состояние распределительных электрических сетей

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Брестэнерго		Витебскэнерго		Гомельэнерго		Гродноэнерго		Минскэнерго		Могилевэнерго		Итого по РУП	
			Городские сети	Сельские сети	Городские сети	Сельские сети	Городские сети	Сельские сети	Городские сети	Сельские сети	Городские сети	Сельские сети	Городские сети	Сельские сети	Городские сети	Сельские сети
1.	ВЛ до 1кВ:															
	- состояние удовлетворительное	км	2170.3	10109.6	10500.0	16350.9	2599.0	11997.0	1470.1	11675.7	2428.3	16896.0	2299.0	10891.7	21467.0	77921.0
	- состояние неудовлетворительное	км	327.7	2492.5	173.4	1181.7	127.0	459.0	142.1	1443.0	788.3	1948.4	3.9	7.2	1562.0	7532.0
2.	КЛ до 1 кВ:															
	- состояние удовлетворительное	км	1220.2	567.7	1137.5	670.0	1407.0	710.0	1126.4	518.3	3010.0	1095.0	1296.7	552.3	9198.0	4113.0
	- состояние неудовлетворительное	км	114.7	21.3	75.4	24.7	46.0	32.0	21.0	13.0	966.0	364.7	-	-	1223.0	456.0
3.	ВЛ 6-10 кВ:															
	- состояние удовлетворительное	км	397.7	11991.0	595.8	20156.1	806.0	14995.0	344.3	13054.0	719.0	18630.3	581.8	14069.1	3445.0	92896.0
	- состояние неудовлетворительное	км	20.0	1695.8	154.4	1268.5	22.0	342.0	57.7	1547.5	103.4	2569.0	4.5	41.8	362.0	7423.0
4.	КЛ 6-10 кВ:															
	- состояние удовлетворительное	км	1848.4	348.0	1553.9	267.3	2032.0	374.0	1626.9	291.0	4404.0	1249.0	2406.3	241.2	13872.0	2771.0
	- состояние неудовлетворительное	км	251.1	12.7	86.1	10.2	239.0	3.0	218.0	4.0	1558.1	338.4	-	-	2652.0	368.0
5.	ТП 10(6)/0,4кВ, РП 6-10кВ:															
	- состояние удовлетворительное	шт	1942.0	7213.0	2158.0	10500.0	2796.0	8147.0	1616.0	8100.0	3401.0	11666.0	2355.0	7966.0	14268.0	53592.0
	- состояние неудовлетворительное	шт	297.0	1538.0	110.0	373.0	35.0	141.0	48.0	612.0	1111.0	1823.0	3.0	4.0	1604.0	4491.0

Примечание:

Общее техническое состояние РС в неудовлетворительном состоянии:

ВЛ до 1 кВ - 8,4 %

ВЛ 6-10 кВ - 7,5 %

КЛ до 1 кВ - 11,2 %

КЛ 6- 10 кВ - 14,01 %

ТП и РП - 8,24 %

Таблица 4. Показатели надежности электроснабжения потребителей

№ п/п	Технические показатели	Брестэнерго	Витебскэнерго	Гомельэнерго	Гродноэнерго	Минскэнерго	Могилевэнерго	Итого по РУП
1.	Сельскохозяйственные потребители, в т.ч.: - категории 1, из них: имеющие АИП - категории 2, из них: имеющие резервное питание	Количество потребителей						
		659	3739	2694	3619	2117	1550	14478
		138	36	100	83	28	51	436
		48	3	33	51	12	35	182
		252	934	321	492	1157	760	4098
		144	342	235	299	912	265	2197
		1428	694	2099	2293	1917	914	9345
2	Промышленные потребители, из них:							
	- категории 1	160	42	221	181	115	21	740
	- категории 2	464	266	1878	575	914	357	4454

Таблица 5. Анализ аварийных отключений и повреждений ЛЭП 6-10 кВ

№ п/п	Поврежденные элементы	Ед. изм.	Брестэнерго	Витебскэнерго	Гомельэнерго	Гродноэнерго	Минскэнерго	Могилевэнерго	Итого по РУП
1.	Количество отключений ЛЭП с повреждением элементов сети	шт	489	1119	682	593	2350	927	6160
2.	Повреждение элементов ЛЭП, в том числе:	шт	730	515	1217	656	2373	706	6197
	- опоры	шт	11	23	21	18	34	23	130
	-изоляторы	шт	112	80	101	162	149	42	646
	-крепление проводов	шт	15	18	34	22	198	13	300
	- провод	мест	135	94	178	125	377	110	1019
	- кабель с бумажной изоляцией	мест	316	151	379	193	1165	400	2604
	- кабель с полимерной изоляцией	мест	42	38	26	21	46	19	192
	- муфты концевые	шт	54	77	68	60	183	52	494
	- муфты соединительные	шт	45	34	410	55	221	47	812

Примечание:

Основные причины повреждения элементов ВЛ, в %:

1. дефекты конструкции	-	0.7
2. дефекты строительства и монтажа	-	1.6
3. износ материалов	-	61.9
4. атмосферные воздействия	-	19.4
5. посторонние воздействия	-	8.6
6. прочие причины (причина не установлена)	-	7.8

Таблица 6. Анализ аварийных отключений и повреждений ЛЭП до 1 кВ

№ п/п	Поврежденные элементы	Ед. изм.	Брестэнерго	Витебскэнерго	Гомельэнерго	Гродноэнерго	Минскэнерго	Могилевэнерго	Итого по РУП
1.	Количество отключений ЛЭП с повреждением элементов сети	шт	4202	1937	3654	804	3432	2936	16965
2.	Повреждение элементов сети, в том числе:	шт	4453	1116	4483	827	3500	2026	16405
	- опоры	шт	275	145	171	57	140	117	905
	-изоляторы на ВЛ с неизолированными проводами	шт	806	107	314	71	314	145	1757
	-неизолированные провода магистрали (линейных ответвлений)	мест	1102	407	1329	311	1840	756	5745
	- СИП	мест	26	8	23	5	-	-	62
	- ответвления к вводу	мест	1136	222	1813	212	-	614	3997
	- крепление проводов	шт	661	26	450	39	747	146	2069
	- кабели с бумажной изоляцией	мест	55	80	68	62	229	41	535
	- кабели с полимерной изоляцией	мест	192	53	128	46	103	107	629
	- муфты концевые	шт	90	15	48	20	50	24	247
	- муфты соединительные	шт	110	53	139	4	77	81	464

Примечание:

Основные причины повреждения элементов, в % :

1. Недостатки эксплуатации	- 0.35	6. посторонние воздействия	- 11.1
2. Дефекты конструкций	- 0.57	7. Нерасчетные режимы	- 0.6
3. Дефекты строительства и монтажа	- 1.48	8. Прочие причины	- 7.51
4. износ материалов	- 30.00		
5. Атмосферные воздействия	- 48.40		

Таблица 7. Данные по повреждаемости оборудования в сетях 0,4-10 кВ

№ п/п	Поврежденные элементы	Брест-энерго	Витебск-энерго	Гомель-энерго	Гродно-энерго	Минск-энерго	Могилев-энерго	Итого по РУП
		Количество повреждений						
1.	Повреждение оборудования:							
	- ТП, РП (с полной заменой)	14	-	10	-	3	3	30
	- КРУ, КРУН, КСО - 10кВ	1	-		-	2	-	3
	- КТП 10/0,4 кВ	13	-	5	-	1	3	22
	- ЩО 70		-	5	-	-	-	5
2.	Повреждение элементов оборудования 10 кВ:	1009	93	1082	448	2330	200	5162
	- выключатели (масляные и вакуумные)	5	5	18	4	5	1	38
	- выключатели нагрузки	10	1	36	4	5	1	57
	- разъединители	61	19	43	27	39	20	209
	- предохранители	751	15	754	322	1782	160	3784
	- разрядники	86	22	91	41	151	7	398
	- трансформаторы силовые	42	17	42	21	80	9	211
	- трансформаторы тока и напряжения	43	3	45	5		5	101
	- прочее	51	11	78	24	251	9	424
3.	Повреждение элементов оборудования 0,4 кВ:	3023	649	3323	830	2822	1637	12284
	- автоматические выключатели	428	81	233	153	381	282	1558
	- рубильники, выключатели	79	35	113	13	107	25	293
	- предохранители	1746	317	1886	518	1952	799	7218
	- разрядники	34	15	46	17	43	36	191
	- трансформаторы тока и напряжения	216	24	139	19	171	29	598
	- фотореле	152	46	305	-	8	392	903
	- приборы учета электроэнергии	216	5	78	37	-	18	354
	- прочее	152	126	523	73	160	66	1100

Примечание:

Основные причины повреждения элементов, в %

1. Износ материалов

25.6

4. Дефекты конструкций

2.7

2. Атмосферные воздействия

53.1

5. Недостатки эксплуатации

0.8

3. Посторонние воздействия

5.8

6. Прочие причины

12.0

Для внутриведомственного использования

КОНЦЕПЦИЯ

ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 0,4-10 кВ БЕЛОРУССКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ НА БЛИЖАЙШУЮ ПЕРСПЕКТИВУ

Ответственный за выпуск

А.А. Бричкалевич

Компьютерная верстка

В.К. Шарковский

По заказу ГПО «Белэнерго»
подготовлено филиалом «Информационно-издательский центр»

ОАО «Экономэнерго»

Свидетельство о ГРИИРПИ № 1/354 от 06.06.2014

220029, г. Минск, ул. Чичерина, 19

Тел./факс: (+375 17) 293 46 82