

УТВЕРЖДЕНА
решением Совета директоров
АО «Астана – РЭК»
Председатель Совета директоров
_____ Е.Толеуов
от 12 декабря 2012 г.

Техническая политика
АО «АСТАНА - РЭК»
В ЭЛЕКТРОСЕТЕВОМ КОМПЛЕКСЕ
г. АСТАНА

г. АСТАНА 2012

Оглавление

Раздел 1. Введение	5
Документы, использованные при разработке Технической политики	5
1.2. Термины и определения.....	7
Раздел 2. Общая часть.....	11
2.1. Основные цели и задачи Технической политики.....	11
2.2. Анализ текущего состояния распределительных электрических сетей.....	12
2.3. Проблемы распределительного электросетевого комплекса	14
2.4. Прогнозные показатели	15
2.5. Требования к информационному обеспечению.....	15
Раздел 3. Основные направления Технической политики в распределительных электрических сетях.....	17
3.1. Схемы развития распределительных электрических сетей	17
3.1.1. Общие требования к разработке Схем развития	18
3.1.2. Принципы построения Схем распределительных электрических сетей	18
3.1.2.1. Основные мероприятия, повышающие пропускную способность сетей и их адаптивность к изменяющимся нагрузкам.....	19
3.1.3. Требования по сетевому резервированию и применению автономных источников питания.....	20
3.1.4. Определение допустимых уровней токов короткого замыкания	20
3.1.5.. Надёжность электроснабжения.....	21
3.1.6. Принципы перехода к активно-адаптивным сетям.....	23
3.1.6.1. Основные принципы изменения топологии сетей 0,4-20 кВ для внедрения технологии Smart Grid	24
3.2. Подстанции и распределительные устройства	25
3.2.1. Технические требования к ПС 35-220/6-20 кВ.....	25
3.2.2. Технические требования к подстанциям 6-20 /0,4 кВ	26
3.2.3. Первичное оборудование подстанций	26
3.2.3.1. Силовые трансформаторы	26
3.2.3.2. Коммутационные аппараты.....	27
3.2.3.3. Разъединители	27
3.2.3.4. Реакторы.....	27
3.2.3.5. Измерительные трансформаторы и датчики	28
3.2.3.6. Ограничители перенапряжений	29
3.2.3.7. Статические компенсирующие устройства	29
3.2.3.8. Комплектные РУ	30
3.2.3.9. Оборудование систем оперативного тока и собственные нужды	30
3.2.3.10 Ошиновка	32
3.2.3.11.Заземление и молниезащита.....	32

3.2.4.	Релейная защита и автоматика, требования к устройствам РЗА и ПА для различных схем подстанций и классов напряжения	32
3.2.5.	Автоматизированная система технологического управления	36
3.2.5.1.	Цели и задачи автоматизированной системы технологического управления	36
3.2.6.	Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ).....	39
3.2.7.	Сети технологической связи.....	42
3.2.8.	Создание типовых интегрированных комплексов инженерно-технических средств защиты для обеспечения безопасности объектов распределительного сетевого комплекса.	45
3.2.9.	Здания, сооружения и инженерные сети.....	45
3.3.	Линии электропередачи	46
3.3.1.	Воздушные линии электропередачи.....	46
3.3.1.1.	Требования к воздушным линиям электропередачи	47
3.3.1.2.	Опоры	47
3.3.1.3.	Фундаменты	47
3.3.1.4.	Провода и грозозащитные тросы.....	48
3.3.1.5.	Линейное коммутационное оборудование	48
3.3.1.6.	Линейная арматура и изоляторы	49
3.3.1.7.	Защита от грозовых перенапряжений	49
3.3.1.8.	Мероприятия по приведению состояния действующих ВЛ к требованиям ПУЭ	50
3.3.2.	Кабельные линии электропередачи.....	50
3.3.2.1.	Требования к кабельным линиям	50
3.3.2.2.	Требования к силовым кабелям	51
3.3.2.3.	Требования к кабельной арматуре.....	51
3.3.2.4.	Защита от перенапряжений кабельных линий	51
3.3.2.5.	Требования к технологиям прокладки кабельных линий	52
3.3.2.6.	Диагностика и испытания кабельных линий.....	52
3.4.	Ограничения по применению оборудования и материалов	53
3.5.	Электромагнитная совместимость	54
3.6.	Метрологическое обеспечение.....	54
3.7.	Эксплуатация распределительных сетей и организация ремонтов	55
3.7.1.	Создание единой системы управления распределенными ресурсами для производства аварийно-восстановительных работ при сложных технологических нарушениях природного и техногенного характера.....	57
3.7.2.	Построение оптимальных модулей и стратегии аварийно-восстановительных работ	58
3.8.	Реконструкция и новое строительство электросетевых объектов.....	59
3.9.	Диагностика оборудования, формирование АСУ ТООиР	59
3.10.	Регламентирование основных технических решений при осуществлении тех-	

нологических присоединений к электрическим сетям.....	60
3.11. Мероприятия по внедрению энергосберегающих технологий в электросетевом комплексе	60
3.12. Выполнение требований пожарной безопасности.....	61
3.13. Охрана труда и производственный контроль	62
3.14. Экология	62
3.15. Система управления рисками.....	63
Раздел 4. Реализация инновационной политики в электросетевом комплексе.....	64
4.1. Основные требования к применению нового оборудования и технологий.....	64
4.2. Аттестация электротехнического оборудования и материалов.....	65
4.3. Требования к разработке пилотных проектов	66
Раздел 5. Управление Технической политикой.....	66
5.1. Финансовое управление.....	66
5.2. Нормативно-техническое управление	67
5.3. Организационное управление	71
Раздел 6. Оценочные показатели реализации Технической политики.....	72

Раздел 1. Введение

Настоящая Техническая политика является нормативным документом АО «Астана-РЭК», определяющим типовые требования, в рамках которых разработана Техническая политика, учитывающая особенности технического развития распределительных электрических сетей, находящихся на балансе АО «Астана-РЭК».

Техническая политика является программным документом для проектных и инженерно-технических работников занимающихся проектированием и технической эксплуатацией электротехнического оборудования АО «Астана-РЭК»

В развитие изложенных в настоящей Технической политике требований в дальнейшем в АО «Астана-РЭК» будет разработан пакет нормативно-технических документов (стандарты организации, технические требования, методические указания и т.д.), конкретизирующих отдельные технические решения и определяющих правила их применения.

Техническая политика разработана отделом перспективного развития АО «Астана-РЭК» с участием руководителей структурных подразделений и с использованием мирового опыта о единой технической политике в распределительном силовом комплексе.

Срок действия Технической политики – до 2020 года. Настоящая Техническая политика утверждается решением Совета директоров АО «Астана-РЭК. Решение о внесении изменений и дополнений, а также об отмене настоящей Технической политики принимается Советом директоров АО «Астана-РЭК».

Документы, использованные при разработке Технической политики

Кодексы Республики Казахстан:

1. Земельный кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года №442-П.
2. Экологический кодекс Республики Казахстан (с изменениями и дополнениями по состоянию на 27.04.2012 г).

Законы Республики Казахстан:

1. «Об электроэнергетике» от 9 июля 2004 года №588-П
2. «О поддержке использования обновляемых источников энергии» от 4 июля 2009 года №165-IV
3. «О ратификации Соглашения о взаимопомощи в случаях аварий и других чрезвычайных ситуаций на электроэнергетических объектах государств – участников Содружества Независимых Государств» от 7 июля 2004.
4. «О ратификации Договора об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств – участников Содружества Независимых Государств от 5 июля 2000 года № 266-П.
5. «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности» от 13 января 2012 года №511 – IV-ЗРК

Указы Президента Республики Казахстан:

1. «О государственной программе по форсированному индустриально-инновационному развитию Республики Казахстан на 2012-2014 годы и признании утратившими силу некоторых указов Президента Республики Казахстан» от 19 марта 2010 года №958.
2. «О подписании Устава Международного агентства по возобновляемой энергии (ИРЕНА) от 23 июня 2009 года №830.

Постановления Правительства Республики Казахстан

1. «Об утверждении Комплексного плана повышения энергоэффективности Республики Казахстан на 2012 – 2015 годы» от 30 ноября 2011 года №1404.
2. «Об утверждении Программы по развитию электроэнергетики в Республике Казахстан на 2010 -2014 годы от 29 октября 2010 года №1129.
3. «Об утверждении Соглашения о формировании общей системы информационного обеспечения энергетического рынка государств-членов Евразийского экономического сообщества» от 2 февраля 2010 года №55.
4. « Об утверждении Правил, сроков согласования и утверждения технико- экономических обоснований и проектов строительства объектов по использованию источников энергии» от 25 декабря 2009 года №2190.
5. «Об утверждении Правил и условий энергосбережения действующих и строящихся объектов» от 4 февраля 2000 года №167.
6. «Об утверждении Правил и условий энергосбережения потребителей, имеющих аварийную бронь» от 12 марта 1998 года №207.
7. Правила охраны электрических сетей напряжением свыше 1000 В от 10.10.1997г. №1436.
8. Перечень регулируемых услуг (товаров, работ) субъектов естественных монополий в Республике Казахстан от 14.07.2006 г. №155.
9. Об утверждении типовых договоров на предоставляемые услуги (товары, работы), относящиеся к сфере естественной монополии от 28.11.2003 г. №1194.

Приказы Министерства индустрии и новых технологий РК.

1. Правила устройства электроустановок Республики Казахстан. (ПУЭ), Алматы, 2003 г.
2. Об утверждении Правил организации и функционирования оптового рынка электрической энергии Республики Казахстан. № 197 от 27.08.2004 г.
3. Электросетевые правила Республики Казахстан №314 от 24.12.2004 г.
4. Правила организации и функционирования централизованных торгов электрической энергией в Республике Казахстан. №228-Д от 29.07.2007 г
5. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Республики Казахстан. РД 34 РК.20.501-02..
6. Правила проведения энергетической экспертизы (Зарегистрированные в МЮ.РК «3089 от 22.09.2004 г.) №22 от 16.09.2004 г.
7. Правила технической эксплуатации электрических станций и электрических сетей. Приказ Комитета Гос.энерго №11-П от 17.07.2009 г.
8. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок (ПТБ). РД 34.РК.202-04
9. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий Республики Казахстан РД 34 ПК.0-03.301-04
10. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. ГОСТ 13109-97.
11. Производство работ под напряжением в электроустановках. Основные требования ГОСТ 29335-92.
12. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Расстояния безопасности в охранной зоне линий электропередачи напряжением свыше 1000 В. ГОСТ 003-91.

13. Типовая инструкция по учету электрической энергии при ее производстве и распределении. РД 34.09.101-94.
14. Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе документации на строительство предприятий, зданий и сооружений. СНиП РК А.2.2-1-2001.

Методические указания по осуществлению государственного санитарно-эпидемиологического надзора за соблюдением СанПин РК

1. «Защита населения от воздействия электрического поля, создаваемого высоковольтными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты» №3.01.036-97 №3.05.037/у-97.

Термины и определения

Основные понятия и определения:

Адаптивность – способность электрической сети, изменять пропускную способность за счёт применения технических средств и конструктивных решений без изменения качественных показателей электрической энергии у потребителя.

Безопасность продукции, процессов производства, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации (далее - безопасность) – состояние, при котором отсутствует недопустимый риск, связанный с причинением вреда жизни или здоровью граждан, имуществу физических или юридических лиц, государственному имуществу, окружающей среде, жизни или здоровью животных и растений.

Граница балансовой принадлежности – линия раздела объектов электросетевого хозяйства между владельцами по признаку собственности или владения на ином законном основании.

Граница эксплуатационной ответственности – линия раздела объектов электросетевого хозяйства между сетевой организацией и потребителем услуг по передаче электрической энергии (потребителем электрической энергии, в интересах которого заключается договор об оказании услуг по передаче электрической энергии) по принципу ответственности за состояние и обслуживание электроустановок.

Качество функционирования сети – возможность установления режимов сети, обеспечивающих поддержание заданных оптимальных уровней напряжения и контроль во всех точках приема и отпуска электроэнергии, уровня потерь, соблюдение требований по оптимальной плотности тока.

Класс напряжения электрооборудования – номинальное междуфазное напряжение электрической сети, для работы которой предназначено электрооборудование.

Комплексные программы развития сетей АО «Астана-РЭК» – программы, включающие совокупность технических решений в определенной последовательности, позволяющие решить задачи эффективного функционирования и развития электрических сетей (повышение надежности, снижение потерь, внедрение АСУ на основе цифровых устройств).

Необслуживаемый объект – объект, для которого проведение технического обслуживания не предусмотрено нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документацией.

Новая техника – оборудование и системы, содержащие новые технические решения.

Новое техническое решение – техническое решение, характеризующееся высокой эффективностью, ранее не применявшееся в электрических сетях АО «Астана-РЭК».

Новое строительство – строительство электросетевых объектов в целях создания новых производственных мощностей, осуществляемое на вновь отведенных земельных участках

и ввода в действие всего объекта на полную мощность. К новому строительству относится и строительство на новой площадке объекта взамен ликвидируемого.

Нормативный документ – документ, устанавливающий правила, общие принципы или требования, касающиеся определенных видов деятельности или их результатов.

Объект малой генерации – генерирующая установка, не удовлетворяющая критериям субъекта оптового рынка электрической энергии (мощности).

Пилотный проект – проект, в составе которого предусмотрено применение инновационных технических решений (новой техники, систем управления, защиты и диагностики и т.д.), с целью их апробации на конкретном объекте.

Повышение энергетической эффективности – деятельность, направленная на экономию первичного энергетического ресурса, снижение энергоемкости технологических процессов.

Потребители электрической энергии – лица, приобретающие электрическую энергию для собственных бытовых и (или) производственных нужд;

Потребители мощности - лица, приобретающие мощность, в том числе для собственных бытовых и (или) производственных нужд, и (или) для последующей продажи, лица, реализующие электрическую энергию на розничных рынках, лица, реализующие электрическую энергию на территориях, на которых располагаются электроэнергетические системы иностранных государств;

Пропускная способность электрической сети - технологически максимально допустимое значение мощности, которая может быть передана с учетом условий эксплуатации и параметров надежности функционирования электрических сетей, без ущерба качеству поставляемой потребителю электроэнергии, без повреждения элементов сети или выхода нормируемых параметров, в т.ч. условий безопасной эксплуатации за пределы допустимых.

Реконструкция – комплекс работ на действующих объектах электрических сетей по их переустройству (строительству взамен) в целях повышения технического уровня, улучшения технико-экономических показателей объекта, условий труда и охраны окружающей среды.

Свод правил – документ в области стандартизации, в котором содержатся технические правила и (или) описание процессов проектирования (включая изыскания), производства, строительства, монтажа, наладки, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации продукции и который применяется на добровольной основе в целях соблюдения требований технических регламентов.

Сети нового поколения – сети напряжением, в основе которых заложены новые принципы построения, выполненные с использованием новых технологий, конструкций и материалов, а также оснащенные современным электрооборудованием, средствами управления, автоматизации и защиты, удовлетворяющие требованиям потребителя по качеству электроэнергии и надежности электроснабжения.

Система управления рисками – совокупность процессов, методик, информационных систем, направленных на достижение целей и задач управления рисками.

Система управления активами – информационная база данных технологического оборудования и складских запасов с автоматизированным управлением техобслуживания и ремонта оборудования, их планированием и контролем исполнения.

Система управления сетью – комплекс программ, позволяющий поддерживать оперативную схему сети и проводить анализ топологии, переключений в сети при проведении плановых работ, автоматизировать управление отключениями, предоставлять возможность расчета режимов в реальном времени.

Стандарт – документ, в котором в целях добровольного многократного использования устанавливаются характеристики продукции, правила осуществления и характеристики процессов проектирования (включая изыскания), производства, строительства, монтажа, наладки, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации, выполнения работ или оказания услуг.

Строительство – предусматривает новое строительство, расширение, реконструкцию и техническое перевооружение электросетевых объектов.

Единая техническая политика АО «Астана-РЭК» – совокупность технических требований, управленческих и организационных мероприятий на ближайшую и среднесрочную перспективу, направленных на повышение эффективности, технического уровня и безопасности электрических сетей.

Технический уровень – система показателей, характеризующая электрическую безопасность, эксплуатационную надежность и технико-экономические параметры электросетевых объектов (электрооборудования, конструкций и материалов).

Техническое перевооружение – комплекс работ на действующих электросетевых объектах, направленный на повышение их технико-экономического уровня и включает в себя замену морально и физически устаревшего оборудования, конструкций и материалов, применение новых принципов эксплуатации, внедрение современных средств управления производственным процессом при сохранении основных строительных решений в пределах ранее выделенных земельных участков.

Точка присоединения к электрической сети - место физического соединения электрической установки потребителя услуг с электрической сетью, находящейся на балансе АО «Астана-РЭК».

АО «Астана-РЭК» юридическое лицо, функционирующее в секторе электроэнергетики г. Астана

Электрическая сеть – совокупность электроустановок для передачи и распределения электрической энергии, состоящая из подстанций, распределительных устройств, токопроводов, воздушных и кабельных линий электропередачи.

Энергетическое обследование - сбор, обработка, анализ информации об использовании энергетических ресурсов в целях получения достоверной информации о качестве использования энергетических ресурсов, о показателях энергетической эффективности, выявления потенциала, возможностей энергосбережения и повышения энергетической эффективности с отражением полученных результатов в энергетическом паспорте.

RAB – (Regulatory Asset Base) или регулируемая база задействованного капитала – величина, устанавливаемая в целях регулирования тарифов, отражающая рыночную стоимость активов компании с учетом их физического износа, система тарифообразования по методу доходности на инвестированный капитал.

Перечень сокращений:

- ААС** – активно-адаптивная сеть;
- АВР** – автоматический ввод резерва (резервного питания);
- АСКУЭ** – автоматизированная информационно-измерительная система контроля и учета электрической энергии;
- АПВ** – автоматическое повторное включение;
- АСДУ** – автоматизированная система диспетчерского управления;
- АСТУ** – автоматические системы технологического управления сетью;
- АСУ** – автоматизированная система управления;
- АСУТП** – автоматизированная система управления технологическими процессами;
- БСК** – батарея статических конденсаторов

ВДТ	– вольтодобавочный трансформатор;
ВКЛ	– воздушно-кабельная линия;
ВЛ	– воздушная линия электропередачи;
ВЛИ	– воздушная линия с изолированными самонесущими проводами;
ВЛЗ	– воздушная линия с защищенными проводами;
ВН	– выключатель нагрузки;
ДГР	– дугогасящий реактор;
ЗРУ	– закрытое распределительное устройство;
ЗТП	– закрытая трансформаторная подстанция;
ЗУ	– заземляющее устройство;
КА	– коммутационный аппарат;
КЛ	– кабельная линия электропередачи;
КСО	– комплектное стационарное распределительное устройство одностороннего обслуживания;
КТП	– комплектная трансформаторная подстанция;
КРУЭ	– комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией;
ЛЭП	– линия электропередачи электрической энергии;
НН	– низкое напряжение;
НТД	– нормативно-технический документ;
ОД	– отделитель;
ОДУ	– оперативное диспетчерское управление в электроэнергетике;
ОЗЗ	– однофазное замыкание на землю;
ОПН	– ограничитель перенапряжения нелинейный;
ОРУ	– открытое распределительное устройство;
ПЗ и ПА	– релейная защита и противоаварийная автоматика;
РКУ	– расчетные климатические условия;
РП	– распределительный пункт;
РПН	– регулирование напряжения под нагрузкой;
РС	– распределительная электрическая сеть;
РРЛ	– радио - релейная линия;
РУ	– распределительное устройство;
РЭС	– район электрических сетей;
ПС	– подстанция трансформаторная;
РД	– руководящий документ;
СО	– стандарт организации;
СИП	– самонесущий изолированный провод;
СМР	– строительные-монтажные работы;
СПЭ	– сшитый полиэтилен;
СРУ	– система управления рисками;
ТП	– трансформаторная подстанция;
ТН	– трансформатор напряжения;
ТОиР	– техническое обслуживание и ремонт;
ТСН	– трансформатор собственных нужд;
ТТ	– трансформатор тока;
ТЭО	– технико-экономическое обоснование;
УКВ	– ультракороткие волны (радиоволны);
УРОВ	– устройство резервирования при отказе выключателя;
УШР	– управляемый шунтирующий реактор;
ЭМС	– электромагнитная совместимость.

Для обозначения *обязательности* выполнения технических требований в Технической политике применяются понятия «*должен*», «*следует*», «*необходимо*» и производные от них.

Понятие «*как правило*» означают, что данное техническое требование является преоб-

ладающим, а отступление от него должно быть обосновано.

Понятие «*допускается*» означает, что данное техническое требование или решение применяется в виде исключения, как вынужденное при соответствующем обосновании (вследствие стесненных условий, ограниченных ресурсов, отсутствия необходимого электро-технического оборудования, изделий и материалов и т. п.). Понятие «*рекомендуется*» означает, что данное техническое решение является приоритетным, но не обязательным.

Принятые в Технической политике нормируемые значения величин с указанием «*не менее*» являются наименьшими, а с указанием «*не более*» - наибольшими. При выборе рациональных размеров и норм необходимо учитывать опыт эксплуатации и монтажа, требования электрической и экологической безопасности.

Все значения величин, приведенные в Технической политике с предложениями «*от*» и «*до*», следует понимать «*включительно*».

Раздел 2. Общая часть

Техническая политика АО «Астана-РЭК» в области развития распределительных электрических сетей, находящихся на балансе АО «Астана-РЭК», на период до 2020 года предусматривает развитие электросетевого комплекса на основе применения современного оборудования и материалов, обладающих высокой надёжностью, низкими эксплуатационными затратами, с использованием эффективных систем управления процессом распределения электроэнергии.

Устойчивое функционирование в электросетевом комплексе определяет совокупность технических, управленческих и организационных мероприятий на ближайшую и долгосрочную перспективу, направленных на повышение уровня и безопасности электросетевых объектов.

2.1. Основные цели и задачи единой Технической политики

Цель Технической политики АО «Астана-РЭК» заключается в определении основных технических направлений, унификации технических решений, обеспечивающих повышение надежности и эффективности функционирования распределительного сетевого комплекса в краткосрочной и среднесрочной перспективе при надлежащей промышленной и экологической безопасности.

Основные задачи Технической политики АО «Астана-РЭК»

АО «Астана-РЭК» в рамках действующего законодательства Республики Казахстан, обеспечивает принятие решений, направленных на реализацию настоящей Технической политики:

- совершенствования технологического управления электрическими сетями и применение современных методов развития сетей;
- преодоления тенденции старения основных фондов за счет их модернизации и применения инновационных технологий при реконструкции, техническом перевооружении и новом строительстве электрических сетей;
- создания системы управления техническим состоянием электросетевых активов;
- внедрения передовых технологий эксплуатации с использованием современных средств диагностики, мониторинга, а также технических и информационно-измерительных систем;
- организация системы управления рисками;
- разработки рекомендаций по повышению пропускной способности сетей, снижению потерь электрической энергии в распределительных электрических сетях с целью повышения эффективности их функционирования;
- увеличения эффективности и производительности работы персонала за счет взаимного сопряжения всех используемых приложений и достижения принципа од-

- нократного введения любой необходимой информации;
- совершенствования нормативно-технической базы и методического обеспечения деятельности АО «Астана-РЭК» с целью проведения Технической политики;
- привлечения инвестиций для реализации основных направлений развития электрических сетей;
- обеспечения Технической политики АО «Астана-РЭК», единых требований и подходов, изложенных в настоящем Положении.

Положение о Технической политике АО «Астана-РЭК» в электросетевом комплексе предназначено для использования:

- при выдаче технических условий на присоединение, планировании объемов нового строительства, расширения, технического перевооружения и реконструкции, а также при внедрении новых форм организации эксплуатации сетей;
- при проведении закупочных мероприятий;

Положение о Технической политике АО «Астана-РЭК» в электросетевом комплексе должно использоваться в следующих случаях:

- при формировании программ инновационного развития;
- при выборе пилотных проектов для отработки новых технических решений и технологий в распределительных электрических сетях;
- при разработке технических требований к оборудованию, изделиям, материалам и технологиям.

2.2. Анализ текущего состояния электрических сетей АО «Астана-РЭК».

Анализ текущего состояния распределительных электрических сетей выполнен в соответствии с исходными данными по состоянию на 01.01.2012 года.

В распределительных электрических сетях города используются сети напряжением 0,4, 6, 10, 20, 35, 110 и 220 кВ.

Общая протяжённость воздушных и кабельных линий электропередачи напряжением 0,4-110-220 кВ составляет 2878,45 км, в том числе:

- | | |
|-----------------------------|--------------|
| - линий напряжением 0,4 кВ | - 1531,58 км |
| - линий напряжением 6-20 кВ | - 1040,78 км |
| - линий напряжением 35 кВ | - - |
| - линий напряжением 110 кВ | - 170,56 км |
| - линий напряжением 220 кВ | - 149,16 км |

Общее количество трансформаторных подстанций, находящихся в эксплуатации составляет 803 ед., в том числе:

- | | |
|------------------------|-----------|
| - напряжением – 220 кВ | - 3 ед. |
| - напряжением – 110 кВ | - 21 ед. |
| - напряжением 6 -20 кВ | - 779 ед. |

Средняя степень износа электросетевых объектов, включая здания и сооружения, составляет около 61%.

Воздушные линии напряжением 0,4-20 кВ построены по радиальному и кольцевому принципу с использованием в основном, алюминиевых, неизолированных проводов а также деревянных и железобетонных опор.

Линии электропередачи напряжением 0,4-10 кВ проектировались по критерию минимума затрат, а расчетные климатические условия (РКУ) принимались с повторяемостью один раз в 5 - 10 лет. Существующие воздушные линии по состоянию на 01.01.2012 года отработали более 20 лет:

Кабельные сети построены по петлевой схеме или в виде двух лучевой схемы с одно

или двух трансформаторными подстанциями. В качестве силового кабеля использовался в основном кабель с бумажной пропитанной изоляцией с алюминиевыми жилами и кабель с полиэтиленовой оболочкой с алюминиевыми жилами, кабели с ПВХ изоляцией.

Трансформаторные ПС 35-110-220 кВ в основном укомплектованы двумя силовыми трансформаторами с устройствами РПН с двухсторонним питанием на стороне высшего напряжения.

Трансформаторные подстанции 6-20/0,4 кВ подключены к сетям, как правило, по двухпетлевой, радиальной и тупиковой схемам в одно и двух трансформаторном исполнении.

Уровень автоматизации сетей 35-110-220 кВ и особенно 6-20 кВ находится на среднем уровне – около 58 % питания оснащены телесигнализацией и около 58% питания имеют телеуправление.

В качестве каналов связи применяются радио-релейные линии (РРЛ) и волоконно-оптические линии связи (ВОЛС).

Релейная защита и автоматика на ПС 10/0,4 кВ выполнена с использованием электромеханических реле, которые имеют значительный разброс характеристик срабатывания реле по току и времени, обладают недостаточной чувствительностью.

На ПС 110/10 кВ и новых РП, ТП 10 кВ релейная защита и противоаварийная автоматика выполнена с использованием современной микропроцессорной техники.

Использование в сетях 10 кВ физически изношенного электротехнического оборудования и изделий требует дополнительных эксплуатационных затрат.

Показатели надежности электроснабжения:

Причинами повреждений на ВЛ 6-10 кВ являются:

- изношенность конструкций и материалов при эксплуатации, климатические воздействия (ветер, гололед и их сочетание) выше расчетных значений, грозовые перенапряжения, несоблюдение требований эксплуатации, ошибки персонала;
- посторонние, несанкционированные воздействия, невыясненные причины повреждений.

Кабельные линии в классах напряжения 0,4 – 110-220 кВ в основном повреждаются по следующим причинам:

- дефекты прокладки, естественное старение изоляции, механические повреждения, заводские дефекты, коррозия, смещение грунта в весенний период.

Механизация ремонтов и технического обслуживания линий электропередачи и подстанций осуществляется с использованием транспортных и технических средств общего и специального назначения, строительных машин и механизмов.

Среднее значение потерь электрической энергии в сетях напряжением 0,4 – 110 (220) кВ составляет 14,59 %.

На долю потерь электрической энергии при её передаче по сетям, находящимся на балансе АО «Астана-РЭК», приходится примерно 78% от общей величины потерь в электрических сетях, в том числе:

- | | |
|--------------------------------|----------|
| - в электрических сетях 110 кВ | - 9,9 % |
| - в сетях напряжением 10 кВ | - 46,3 % |
| - в сетях напряжением 0,4 кВ | - 41,6 % |
| - собственные нужды ПС, ТП, РП | - 2,2 % |

В распределительных электрических сетях потери электроэнергии, не зависящие от нагрузки «условно-постоянные» потери, составляют 9,2%. При этом в структуре потерь независящих от нагрузки, на потери холостого хода в трансформаторах приходится 57,2%, на собственные нужды подстанций – 20,8%, а прочие потери суммарно составляют 22%.

Потери электроэнергии, зависящие от величины передаваемой по сети мощности или «нагрузочные» потери составляют 90,8% от общего значения потерь. В составе «нагрузочных» потерь 83% составляют потери в линиях электропередачи, а 17% - в трансформаторах.

Основными факторами роста технических потерь являются:

- физическая изношенность электрооборудования;
- использование морально устаревших типов электрооборудования;
- несоответствие используемого электрооборудования существующим электрическим нагрузкам;
- режимы работы распределительных электрических сетей с не нормативными уровнями напряжения и реактивной мощности.

Основными факторами роста коммерческих потерь являются:

- погрешности измерений, возникающие в результате несоответствия приборов учета требуемым классам точности;
- несоответствие нагрузочных характеристик трансформаторов тока и существующих нагрузок, подключаемых к их вторичным обмоткам;
- нарушение сроков поверки и неисправности приборов учета электроэнергии;
- использование расчета количества отпущенной электроэнергии при отсутствии приборов учета;
- несовершенство методов снятия показаний с приборов учета;
- несанкционированный доступ к электрическим сетям.

2.3 Проблемы распределительного электросетевого комплекса

В распределительных электрических сетях, находящихся на балансе АО «Астана-РЭК» обозначился круг проблем, от решения которых во многом зависит надежное и эффективное функционирование электросетевого комплекса в среднесрочной и долгосрочной перспективе.

Основным решением имеющихся проблем является потребность в существенном увеличении объемов технического перевооружения, реконструкции и нового строительства распределительных электрических сетей на основе применения современных инновационных подходов с целью преодоления продолжающегося процесса старения сетей и снижения износа основного оборудования.

Значительное количество объектов распределительных электрических сетей 6-10 кВ находится в эксплуатации более 30 лет, что говорит об их низкой эксплуатационной надежности, управляемости и несоответствии современным нормативным требованиям.

Необходимо также решение задач по совершенствованию принципов построения электрических сетей, призванных обеспечить требуемую пропускную способность без их коренной перестройки на протяжении всего срока эксплуатации, а также оптимизация сетей по уровням напряжения и принципам исполнения.

Наряду с вышеперечисленными проблемами, в электросетевом комплексе требуется решение следующих задач:

- минимизация (устранение) возникающих несоответствий между требованиями потребителей и возможностями в части обеспечения заявленной мощности, надежности электроснабжения и обеспечения качества поставляемой потребителям электроэнергии;
- сокращение потерь электрической энергии (в основном коммерческих потерь) в сетях напряжением 0,4 и 6-10 кВ;
- внедрение в управление электрическими сетями устройств микропроцессорной техники при одновременном обеспечении требований по электромагнитной совместимости.

Планируемые объемы модернизации и реновации основных фондов потребуют создания центра по аттестации, сертификации и испытанию оборудования, изделий, материалов и технологий, а также разработки технических требований к продукции, предлагаемой отечественными и зарубежными производителями.

Повышение надежности и эффективности работы электрических сетей должно производиться с использованием инновационных технических решений и технологий, современного оборудования, новых подходов к планированию и реализации процессов реконструкции

и технического перевооружения при обеспечении необходимыми инвестиционными ресурсами.

Решение вышеперечисленных проблем и задач позволит уже в ближайшем периоде развития электросетевого комплекса, обеспечить формирование распределительных электрических сетей нового поколения, соответствующих уровню сетей в технически развитых странах.

2.4. Прогнозные показатели

В электросетевом комплексе АО «Астана-РЭК» наблюдаются процессы, свойственные процессам, происходящим в энергетическом сегменте экономик технически развитых стран.

За последние десять лет развития столицы произошел устойчивый рост электрических нагрузок. Потребление электроэнергии в г. Астана имеет устойчивую тенденцию роста. К 2015 г. потребление электроэнергии увеличится в 1,5 раза.

Руководствуясь прогнозными показателями роста электрических нагрузок на среднесрочный и долгосрочный периоды, в перспективе предстоит выполнить большой объем работ по техническому перевооружению и новому строительству объектов электросетевого комплекса, являющихся основным поставщиком электрической энергии потребителям.

В период до 2015 г. подлежит восстановлению или замене более 100 км. воздушных и кабельных линий, около 45% силовых трансформаторов в ТП-10/0,4 кВ, почти 60% масляных выключателей в РП-10 кВ на ячейки с вакуумными выключателями, камеры КСО в ТП-10 кВ в количестве около 300 шт., панели ЩО в ТП-10 кВ в количестве порядка 600 шт.

В распределительных электрических сетях необходимо осуществить следующие мероприятия:

- провести комплексный технический аудит и диагностику технического состояния распределительных электросетевых объектов, находящихся на балансе АО «Астана-РЭК»;
- разработать Программы нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения электрических сетей, направленных на снижение уровня износа оборудования и уменьшения потерь электрической энергии в распределительных электрических сетях;

Реконструкция распределительных электросетевых объектов с использованием неэффективных схемных и технических решений, применение морально устаревшего оборудования, имеющего небольшой срок службы, низкий уровень надежности, управляемости, автоматизации **запрещена**.

В этой связи, Техническая политика предусматривает разработку общих технических требований, технических решений и нормативно-технических документов для регламентирования перехода к сетям нового поколения, которые должны отвечать уровню экономического развития на период до 2020 года, а также требованиям по надежности электроснабжения потребителей и качеству электрической энергии.

При анализе текущего состояния распределительных электрических сетей напряжением 0,4-110 -220 кВ стало очевидным, что наиболее слабым звеном в системе передачи электроэнергии от магистральных электрических сетей до потребителей являются сети напряжением 6-10 кВ.

Случаи, когда согласованные с АО «Астана-РЭК» проекты не соответствуют данной политике, рассматриваются индивидуально, анализируя возможность безболезненной коррекции решений, в противном случае остаются без изменений.

2.5. Требования к информационному обеспечению

Комплексное внедрение технологий «умный учета» и «умных сетей» (smart grid), которые интегрируют все звенья энергоснабжения и используют информацию эффективности и

экономии генерации энергии, передачи, распределения и потребления. Необходимо учитывать при комплексном внедрении технологии:

- автоматический обмен всей справочной информацией (места установки, типы счетчиков, установок, акты и т.д.). **Вся эта информация должна вводиться только один раз** и синхронизироваться по всей иерархии системы, включая системы учета энерго-ресурсов, системы управления сетью;
- постоянная синхронизация систем в ходе эксплуатации (автоматическое определение новых установленных счетчиков и их конфигураций, репликация изменений баз клиентов, установленного и ремонтируемого оборудования, полная синхронизация всей информации вводимой вручную по актам;
- инициативная передача снизу аварийных сигналов, возможность синхронизации журналов событий из устройств в системы нижнего уровня и из систем нижнего уровня в системы верхнего уровня, обмен такими сигналами между всеми системами;
- по собственной инициативе или по полученному управляющему сигналу из другой системы дистанционное конфигурирование средств учета и/или коммуникационных средств с возможностью установки/синхронизации времени, изменения тарифных тарифных планов, коэффициентов, дискретности сбора, режима передачи данных (по опросу или по инициативе снизу), подписки на события, изменения выводимой на дисплеи информации;
- отключение по собственной инициативе или по полученному управляющему сигналу из другой системы, потребителя или ограничение его потребления по мощности и/или объему поставляемой энергии, что позволяет бороться с неплательщиками, вводить новые принципы оплаты за услуги (предоплата), при критической ситуации в энергосистеме регламентировать прохождение пиковой нагрузки;
- использование единой коммуникационной инфраструктуры для сбора данных различных энергоресурсов и, в связи с этим, возможность транзита через систему поставщика энергии данных по другим энергоресурсам для системы другого поставщика;
- переход к использованию для всех систем, Общей Информационной Модели (Common Information Model – 61970-301 & 61968-11), спецификации, созданной для построения распределенных энергетических систем и их сопрягаемости. На такую модель сейчас переходят практически все системы Европы, это требование становится основополагающим во многих странах СНГ;
- внедрение как средства межсистемных коммуникаций служб WEB-серверов с использованием SOA-технологий – самого современного и защищенного механизма для обмена данными в энергетических системах, становящимися de-facto стандартом в системах мира (МЭК 61968).

В связи с созданием в г. Астане Единого Расчетного Центра и переходе к централизованному выставлению счетов потребителям, а в перспективе и единого call-центра для обработки аварийных ситуаций система управления сетями, система управления активами должна взаимодействовать с системами ЕРЦ и системами других поставщиков г. Астаны. Для этого необходимо внедрять на упомянутых предприятиях приложения, создающие, посредством использования единой информационной шины, единую информационную технологическую среду г. Астаны. При этом главным требованием такого процесса остается безусловная безопасность таких технологических процессов и энергетического хозяйства столицы.

Все новые системы АО «Астана-РЭК» должны внедряться только соответствующие требованиям архитектуры и технологий изложенным в данном пункте.

Раздел 3. Основные направления Технической политики в распределительных электрических сетях.

Распределительные электрические сети АО «Астана-РЭК» обеспечивают передачу электрической энергии от объектов генерации АО «Астана-Энергия» и ЦГПП 500/220/110 кВ по ВЛ 110 -220 кВ к потребителям в нормальном и послеаварийном режимах, с поддержанием её нормированного качества и требуемых уровней надежности электроснабжения при оптимальных эксплуатационных затратах.

3.1. Схемы развития распределительных электрических сетей

В соответствии с Постановлением Правительства РК от 29.10 2010 г. № 1109 2010 г. «Об утверждении Программы по развитию электроэнергетики в Республике Казахстан на 2010 – 2014 г» основной целью разработки схем перспективного развития электросетевого комплекса является развитие сетевой инфраструктуры, обеспечивающей удовлетворение долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство электросетевых объектов.

Основной задачей разработки схем развития электрических сетей г. Астана должно стать определение технически выверенных и экономически обоснованных решений, обеспечивающих поэтапное развитие АО «Астана-РЭК» на расчетный период до 2020 г.

Схемы являются основным документом при формировании инвестиционных программ АО «Астана-РЭК» и должны обеспечивать инновационное развитие электрических сетей г. Астана.

В схемах должны обосновываться и определяться:

- основные технические направления развития распределительных электрических сетей;
- требуемые объемы нового строительства, технического перевооружения и реконструкции распределительных сетей;
- реконструкции распределительных электрических сетей;
- выбор оптимальных классов напряжения;
- допустимые значения токов короткого замыкания;
- необходимость компенсации емкостных токов замыкания на землю в сетях 6 - 20 кВ, а также компенсации реактивной мощности;
- общие требования к организации системы учета электрической энергии;
- требования по сетевому резервированию и применению автономных источников электроснабжения;
- надежность электроснабжения;
- принципы перехода к активно-адаптивным сетям.

3.1.1. Общие требования к разработке Схем развития.

Схемы и программы развития электрических сетей г. Астана должны формироваться на основании:

- схемы и программы перспективного развития г. Астана на период до 2020 г, ежегодного отчета о функционировании АО «Астана-РЭК» и данных мониторинга исполнения схем и программ перспективного развития электрических сетей г. Астаны;

- сведений о заявках на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей.

При разработке Схем перспективного развития также рекомендуется учитывать следующие документы и исходные данные:

- утвержденные планы социально-экономического развития г. Астаны, включающие в себя:
- планируемые объемы промышленного и гражданского строительства;
- перспективы развития инженерной и технологической инфраструктуры;
- планы нового строительства или расширения существующих в г. Астана объектов генерации;
- технико-экономические обоснования или данные, характеризующие уровень энергообеспеченности и электропотребления, а также планируемая динамика роста данных показателей;
- результаты технического аудита и инвентаризации электросетевых объектов, находящихся на балансе АО «Астана-РЭК»;
- отчетные данные АО «Астана-РЭК» за последний финансовый год;
- инвестиционные программы АО «Астана-РЭК», программы реновации электрических сетей, данные о выданных технических условиях на технологическое присоединение;
- оценки потребности в электротехническом оборудовании, изделиях, материалах.

Схемы развития электрических сетей должны разрабатываться на постоянной основе на период 5 лет, а в течение срока их действия, подлежат уточнению и корректировке не реже одного раза в два года.

Схемы должны включать в себя:

- реализацию новых требований топологического построения электрической сети и выбор схемных решений на расчетный период времени;
- рекомендации по объемам нового строительства, расширению, реконструкции и техническому перевооружению сетевых объектов;
- технические мероприятия, направленные на увеличение пропускной способности сети;
- мероприятия по повышению надежности, управляемости и контроля параметров электрической сети и ее элементов;
- мероприятия по энергоэффективности и энергосбережению, включая рекомендации по снижению технических и коммерческих потерь;
- разработку предложений по совершенствованию эксплуатации и применению передового оборудования, изделий, материалов, а также инновационных технологий при строительстве, реконструкции и техническом перевооружении электросетевых объектов г. Астана.

3.1.2. Принципы построения Схем распределительных электрических сетей

Технические решения, принятые в Схемах распределительных электрических сетей, должны обеспечивать:

- нормированные уровни надёжности для каждой группы потребителей;
- требуемое качество электроэнергии у потребителей;
- оптимальные потери электроэнергии в элементах сети;
- поддержание требуемых параметров технологического режима работы оборудования при изменении электрических нагрузок;
- снижение эксплуатационных затрат.

Развитие распределительных электрических сетей напряжением 10-20-110-220 кВ должно осуществляться на основе утвержденных Схем перспективного развития г. Астана.

В соответствии с программой развития электрических сетей 35 кВ и выше г. Астаны на перспективу до 2030 г. строится кольцо 220 кВ с тремя опорными подстанциями 220/110/10 кВ (ПС «Батыс», ПС «Достык», ПС «Щыгыс») которое обеспечит значительное повышение надежности электроснабжения потребителей г. Астаны.

Места строительства трансформаторных подстанций (центров питания), их мощность и рабочее напряжение по высокой стороне выбираются в зависимости от размещения центров нагрузки, а также их категорийности и технических параметров.

Центры питания с высшим напряжением 35-110-220 кВ должны подключаться не менее чем к двум независимым сетевым источникам питания и должны иметь два силовых трансформатора на подстанции.

Подключение центров питания к существующей сети должно производиться по двухцепным линиям.

При развитии сетей 110 кВ рекомендуется обеспечивать двухстороннее питание подстанций, присоединенных к двухцепной воздушной или кабельной линии 110 кВ и количество присоединяемых промежуточных подстанций не больше трех.

Развитие распределительных электрических сетей напряжением 6-20 кВ должно осуществляться на основе утвержденных Схем развития распределительных электрических сетей г. Астаны. Основным принципом построения данных электрических сетей, с преобладанием кабельных линий электропередачи, должен стать магистральный принцип.

Построение магистрали в сети напряжением 6-20 кВ должно производиться от центра питания (ПС 110 кВ) до точки соединения, через пункт АВР, с другой магистралью, от другого центра питания.

Под магистралью также следует понимать линии электропередачи, отходящие от двух секций шин РУ 6-20 кВ ПС 35-220 кВ для электроснабжения РП или ТП 6-20 кВ без ответвлений к другим потребителям на всем их протяжении.

При наличии на магистралях ответвлений (отпаек) рекомендуется, в целях повышения надежности электроснабжения потребителей, секционировать магистрали управляемыми автоматическими выключателями (реклоузерами).

Для повышения пропускной способности сети и восприимчивости к изменениям электрических нагрузок без нарушения качественных показателей поставляемой потребителю электроэнергии используются трансформаторы с устройствами РПН. Сечение проводов на магистралях не должно изменяться по всей их длине.

В сетях, с преобладанием кабельных линий передачи рекомендуется применять петлевую, а также двух или многолучевую схему построения сети.

При разработке Схем напряжением 0,4 кВ необходимо учитывать следующие основные требования:

- сети должны строиться по радиальному принципу и только в кабельном исполнении;
- для ответственных потребителей, при организации сетевого резерва, необходимо устанавливать устройства АВР непосредственно на вводе 0,4 кВ.

3.1.2.1. Основные мероприятия, повышающие пропускную способность сетей и их адаптивность к изменяющимся нагрузкам

Развитие электрических сетей должно обеспечивать увеличение пропускной способности распределительных электрических сетей на всем протяжении периода их эксплуатации и реализовываться через проектные решения.

Для повышения пропускной способности сетей в Схемах рекомендуется предусматривать следующие мероприятия:

- применение современных средств компенсации и регулирования реактивной

- мощности;
- оснащение исполнительными механизмами (приводами) для воздействия на активные элементы сети (выключатели, разъединители, АВР, секционирующие пункты, РПН), с целью изменения её топологических параметров и воздействия на смежные энергетические объекты, по заранее согласованным сценариям;
 - создание программного обеспечения единого для сети в целом, с учётом зоны ответственности за процесс передачи и распределения электроэнергии от генерации до потребителя.

3.1.3. Требования по сетевому резервированию и применению автономных источников питания

Распределительная электрическая сеть должна формироваться с соблюдением условия однократного сетевого резервирования.

Электрическую сеть 35-110-220 кВ должны составлять взаимно резервируемые линии электропередачи, подключенные к шинам разных трансформаторных подстанций или разных систем (секций) шин одной подстанции.

В сетях 6-20 кВ должны применяться два вида АВР – сетевой и местный.

Сетевой АВР должен выполняться в пункте АВР, соединяющем две линии электропередачи, отходящих от разных центров питания или различных секций шин РУ 6-20 кВ одного центра питания.

Местный АВР должен выполняться для включения резервного ввода на шины высшего напряжения ТП 6-20/0,4 кВ или РП 6-20 кВ после исчезновения напряжения на рабочем вводе. Местный АВР допускается выполнять на стороне 0,4 кВ двух трансформаторной ТП 6-20/0,4 кВ с двух сторонним питанием.

Для ответственных потребителей, не терпящих перерыва электроснабжения, вместе с сетевым резервированием должно применяться резервирование от автономного (резервного или аварийного) источника питания, в качестве которого могут быть использованы дизельные электростанции, а также агрегаты бесперебойного питания.

Установка и подключение автономных источников питания к распределительным электрическим сетям, должна производиться на основании технических условий, выдаваемых производственно-технической службой.

Резервные или аварийные источники электроснабжения должны подключаться на выделенные шины гарантированного питания, к которым подключены электроприемники, для которых требуется высокая надёжность электроснабжения.

Параллельная работа аварийных и резервных источников питания с распределительными сетями не допускается.

В зависимости от требований потребителя к уровню заявленной надёжности электроснабжения электроприемников, резервные или аварийные источники питания должны быть оборудованы системой автоматического пуска при отключении основного (централизованного) источника электроснабжения.

3.1.4. Определение допустимых уровней токов короткого замыкания

Уровень токов КЗ, повышающийся в процессе развития современной электроэнергетики, должен иметь в своем росте ряд ограничений.

Протекание токов КЗ не должно приводить к недопустимому нагреву проводников и аппаратов, подвергать их электродинамическим усилиям выше допустимых значений, определенных производителями данного оборудования и материалов. Максимальный уровень токов КЗ для сетей 110-220 кВ должен ограничиваться параметрами выключателей, трансформаторов, проводниковых материалов и другого оборудования, а также условиями обеспечения устойчивости энергосистемы. В распределительных сетях 6-20 кВ максимальный уровень

токов КЗ должен ограничиваться параметрами электрических коммутационных аппаратов, токопроводов, термической стойкостью кабелей, изолированных и защищённых проводов. Стойкими при токах КЗ являются те аппараты и проводники, которые при расчетных условиях выдерживают воздействия данных токов, не подвергаясь электрическим, механическим и иным разрушениям или деформациям, препятствующим их дальнейшей нормальной эксплуатации. Для обеспечения нормальных условий эксплуатации оборудования и элементов электрических сетей необходимо применять комплекс мер по ограничению уровня токов КЗ, таких как:

- секционирование элементов электрических сетей в т.ч. ВЛ, КЛ, секций шин РУ подстанций и РП;
- установка токоограничивающих реакторов;
- использование трансформаторов с расщепленными обмотками на низкой стороне напряжения.

В перспективе предполагается применение современных устройств с целью ограничений токов КЗ на основе силовой электроники в сетях всех классов напряжения.

3.1.5. Надёжность электроснабжения г. Астана.

Надёжность энергоснабжения г. Астана должна базироваться на сочетании следующих факторов:

- гарантированной обеспеченности покрытия пиков сезонных графиков электропотребления и требуемой пропускной способностью электрических сетей;
- реалистично прогнозируемым ростом электропотребления, основанным на планах социально-экономического развития г. Астана;
- своевременной разработкой и плановой реализацией Схем развития внутригородских систем электроснабжения;
- применением резервных и аварийных электростанций для электроснабжения ответственных потребителей.

В г. Астане должны преимущественно использоваться кабельные линии электропередачи различных классов напряжения, а проходящие по территории города воздушные линии электропередачи должны постепенно заменяться кабельными линиями.

Низковольтные линии электропередачи, предназначенные в основном для освещения улиц, должны выполняться исключительно кабельными линиями.

Вновь сооружаемые подстанции должны выполняться в закрытом исполнении с применением компактного первичного электротехнического оборудования (преимущественно элегазового и вакуумного) и иметь минимальные размеры, обеспечивающие при этом надлежащий уровень безопасности, экологичности и удобства эксплуатации, а также вписываться в архитектурный облик городской зоны.

Схема электроснабжения должна обеспечивать минимальное время восстановления электроснабжения потребителей при возникновении аварийных режимов, посредством применения сетевого резервирования, секционирования сети, применения быстродействующих АВР.

В послеаварийном режиме, восстановление электроснабжения потребителей должно производиться в последовательности, зависимой от важности объекта в системе функционирования и жизнеобеспечения города (системы теплоснабжения, водоснабжения и водоотведения, высотные здания, больницы, детские учреждения, вокзалы, железные и автомобильные дороги, связь, телевидение, радио и др.). Такие потребители должны дополнительно располагать собственной системой жизнеобеспечения, оснащенной автономным источником электроснабжения.

Система жизнеобеспечения потребителя должна обеспечивать в отсутствие электроснабжения от электрической сети общего назначения безопасное продолжение производст-

венного процесса до его окончания (по полному или сокращенному циклу), либо выполнение всех технических и организационных мероприятий по безопасному и безаварийному прекращению производственного процесса.

Потребители должны самостоятельно определять требования к надежности собственной системы электроснабжения и соответственно к параметрам системы жизнеобеспечения.

Система жизнеобеспечения должна функционировать как при полном прекращении электроснабжения от электрической сети общего назначения, так и при изменениях электрических параметров сети, в том числе кратковременных, при которых продолжение обычной работы невозможно или связано с риском возникновения опасности. Потребители должны обеспечивать постоянную работоспособность системы жизнеобеспечения и ее готовность к запуску в любой момент времени.

Технологическое присоединение ответственных потребителей к электрической сети общего назначения должно включать контроль работоспособности системы жизнеобеспечения, а также постоянный мониторинг её состояния. Для регламентирования данных требований должна быть разработана необходимая нормативная база.

В системах энергоснабжения г. Астана требуется применять мероприятия, направленные на снижение уровня токов короткого замыкания посредством разукрупнения трансформаторных подстанций, секционирования электрических сетей, а также использования различных токоограничителей для связи секций шин РУ и РП.

В новых районах г. Астана рекомендуется переход на более высокие классы напряжений в распределительной сети (с 6-10 кВ на 20 кВ), позволяющих увеличить пропускную способность сети в два раза при уменьшении потерь электрической энергии. Выбор класса напряжения должен производиться с учётом технико-экономического обоснования, а для отдельных реконструируемых объектов с учётом особенностей существующего сетевого окружения.

Необходимо создавать и совершенствовать локальные комплексы противоаварийной автоматики (ПА), позволяющие исключать развитие аварийного процесса с потерей электроснабжения на значительной части или на всей территории города.

Данные комплексы ПА города должны учитывать качественное изменение структуры электропотребления с тенденцией постепенного уменьшения доли промышленной нагрузки и доминированием (более 70%) коммунально-бытовой нагрузки.

Локальные комплексы ПА должны строиться на принципах интеллектуальных сетей, быть избирательными, обладать быстродействием. Для реализации данного подхода требуется качественно новый уровень технического, нормативного, финансового и организационного обеспечения.

Необходимо выработать экономические принципы стимулирования потребителей к участию в процессе энергосбережения, а также закладывать указанные принципы в правила технологического присоединения в договоры об оказании услуг по оперативно-диспетчерскому управлению и в договоры на энергоснабжение.

Отличительной особенностью проблемы надёжности электроснабжения г. Астана является её зависимость от надёжности теплоснабжения. Необходимо учитывать, что при нарушении работы городской системы теплоснабжения увеличивается электропотребление на обогрев жилых помещений. В этой связи, система электроснабжения потребителей должна быть рассчитана на возможные сценарии развития аварийных ситуаций на теплофикационных объектах городской инфраструктуры.

Должны быть разработаны и реализованы программы организационно-технических мероприятий по предотвращению выхода за критические границы режима электропотребления в наиболее сложные периоды аномально низких температур окружающей среды, совпадающих с периодами максимумов нагрузки и/или с ремонтными компаниями на электросетевых объектах.

При проектировании систем электроснабжения города следует предусматривать резервирование электрической мощности, предусмотренной имеющимися планами перспективного

развития.

Для оценки балансов мощности и энергии необходимо учитывать значения минимальной расчетной температуры характерные для г. Астана.

3.1.6. Принципы перехода к активно-адаптивным сетям

Активно-адаптивная сеть – это полностью автоматизированная, саморегулирующаяся и самовосстанавливающаяся сеть, обеспечивающая эффективное управление транспортом электрической энергии.

ААС должна строиться на принципах интеллектуального интегрирования в электрическую сеть традиционной (распределенной) генерации, возобновляемых источников энергии, накопителей энергии, связанных между собой в единый технологический управляемый комплекс, работающий под контролем центра управления сетями с соблюдением заданных технологических режимов и ограничений.

ААС должна включать в себя комплекс технических, аппаратных и программных средств, позволяющих оперативно воздействовать на процесс передачи электрической энергии, изменение состояния и характеристик электрической сети с целью оптимизации, управления, контроля и измерения её параметров в режиме реального времени.

Переход к активно-адаптивным распределительным электрическим сетям должен быть направлен на решение следующих основных задач:

- управление транспортом электрической энергии и снижение потерь в элементах электрической сети при её передаче;
- повышение надежности и устойчивости системы электроснабжения потребителей за счёт мониторинга технического состояния элементов сети, предупреждения и локализации аварийных ситуаций;
- поддержание распределительной электрической сети в стабильном режиме работы за счет сглаживания графиков нагрузки;
- обеспечение потребителя электроэнергией надлежащего качества;
- повышение управляемости распределительной электрической сети и её наблюдаемости;

Распределительные электрические сети, при переходе к активно-адаптивной сети, должны включать в себя следующие элементы:

- линии электропередачи, адаптирующиеся к изменяющимся параметрам сети и направлениям потоков мощности;
- коммутационные аппараты с высокой отключающей способностью и большим эксплуатационным ресурсом;
- современные цифровые устройства защиты, противоаварийной автоматики, телемеханики и связи;
- традиционные и возобновляемые источники электроэнергии;
- устройства для аккумуляции (накопления) электрической энергии;
- устройства электромагнитного преобразования электроэнергии для регулирования потоков активной и реактивной мощности, регулирования напряжения в сети, ограничения токов короткого замыкания, регулирования напряжения по амплитуде и по фазе, а также для преобразования рода тока;
- автоматизированные системы управления, сбора и передачи информации о состоянии распределительной сети, режимах передачи мощности от генерирующих источников, обмене потоками мощности и электроэнергии со смежными сетями, а также об отпуске электрической энергии и мощности в сети потребителя;
- системы автоматизированного учета потребляемой электрической энергии;
- автоматизированные системы измерения, контроля параметров сети и качества электрической энергии.

Организационные и технические мероприятия, проводимые при создании интеллектуальных сетей, а также алгоритмы работы систем управления, защит, измерения при переводе

сетей на активно-адаптивные принципы функционирования, рекомендуется согласовывать со смежными электросетевыми организациями г. Астаны и системным оператором с целью организации единой информационно-технологической системы управления.

Переход электрических сетей к работе, основанной на принципах активно-адаптивной сети должен выполняться поэтапно:

Первый этап – определение концепции построения ААС, принципов её функционирования, а также разработка основных требований к реализации пилотных проектов ААС с выбором комплекса взаимосвязанных решений по силовому оборудованию, автоматизированным системам управления, программному обеспечению, средствам сбора и передачи информации.

Второй этап – реализация ряда пилотных проектов ААС в режиме опытно-промышленной эксплуатации с целью получения расчётных параметров системы, технико-экономических показателей, а также анализа и обобщения опыта эксплуатации.

Третий этап – разработка нормативно-правовых документов, регламентирующих юридические аспекты, организационные и технические мероприятия, а также последовательность их реализации при создании ААС.

Четвертый этап - полномасштабная реализация проектов ААС в г. Астана.

3.1.6.1. Основные принципы изменения топологии сетей 0,4-20 кВ для внедрения технологии Smart Grid

На первых этапах внедрения технологии Smart Grid в распределительный сетевой комплекс, активно-адаптивные сети должны рассматриваться как локализованный объект с высокой степенью управления, включающий в себя обособленные распределенные источники электрической энергии и соединенные между собой локальными электрическими сетями с потребителями.

Данные объекты должны иметь не менее двух точек присоединения к распределительной электрической сети, находящейся на балансе АО «Астана-РЭК»

При разработке ТЭО на создание активно-адаптивной сети, необходимо определить режим работы сети, с учётом присоединенных к ней объектов генерации на параллельную или раздельную работу с внешней распределительной сетью, а также получить соответствующие технические условия на создание и присоединение ААС.

Параллельная работа ААС с внешней распределительной сетью предполагает выдачу избыточной мощности объектов генерации во внешнюю распределительную сеть или потребление электроэнергии из неё в объёме, достаточном для покрытия дефицита генерации в ААС.

Параллельная работа ААС с внешней распределительной сетью требует разработки схемных решений, принятия проектных решений по параметрам строительства локальной распределительной сети, а так же по параметрам реконструкции прилегающей внешней распределительной сети напряжением 6-20 кВ с учётом изменения уровней токов КЗ и перетоков мощности в обоих направлениях. Параллельная работа ААС без распределенной генерации с внешней распределительной сетью должна предполагать работу только накопителя энергии в режиме набора ёмкости.

При выдаче мощности с накопителя в ААС, параллельная работа последней с распределительной электрической сетью не допускается в целях максимального использования КПД накопителя при его работе на выделенную (локальную) нагрузку и снижения необоснованных потерь во внешней распределительной сети. При снижении ёмкости накопителя, в процессе его работы (определяется уровнем напряжения) локальная сеть должна включаться через АВР во внешнюю распределительную сеть с одновременным отключением накопителя от локальной сети. Раздельная работа ААС с внешней распределительной сетью должна осуществляться с токоразделом на АВР на принципах, изложенных выше. Такой режим не требует значительного изменения топологии, как локальных сетей, так и внешних распределительных сетей. В указанном случае ААС полностью работает в автономном режиме.

Параллельная работа ААС с внешней распределительной сетью на напряжении 0,4 кВ не допускается.

3.2. Подстанции и распределительные устройств

Вновь сооружаемые подстанции должны выполняться в закрытом исполнении с применением компактного первичного электротехнического оборудования (преимущественного элегазового) и иметь минимальные размеры, обеспечивающие при этом надлежащий уровень безопасности, экологичности и удобство эксплуатации, а также вписываться в архитектурный облик города.

При проектировании систем электроснабжения следует предусматривать резервирование электрической мощности (с учетом пропускной способности электрических сетей) в размере не менее 10 % от максимальной нагрузки, предусмотренной имеющимися планами перспективного развития.

При выборе оборудования и ошиновки по номинальному току необходимо учитывать нормальные эксплуатационные, послеаварийные и ремонтные режимы, а также способность оборудования. Необходимо использовать цифровые устройства РЗ и ПА, системы сбора и передачи информации, системы телеуправления.

3.2.1. Технические требования к ПС 35- 110-220/6-20 кВ

ПС 35-110-220/6-20 кВ должны отвечать следующим техническим требованиям:

- обеспечивать безопасную эксплуатацию;
- строиться на принципах компактности и высокой степени заводской готовности;
- рассчитываться на срок эксплуатации строительной части не менее 50 лет;
- обеспечивать совместимость с оборудованием, обладающим аналогичными характеристиками, готовность к применению нового оборудования и устройств, базирующихся на современной элементной базе;
- электрические схемы распределительных устройств подстанции, как правило, должны соответствовать «Схемам принципиальным электрическим распределительных устройств подстанций 35-750 кВ типовые, решения»;
- компоновочные решения подстанций должны обеспечивать удобство и безопасность проведения осмотра, технического обслуживания и ремонта оборудования;
- первичное оборудование подстанций должно иметь срок службы не менее 30 лет;
- секции шин 6-20 кВ должны иметь, как правило, не более 15 отходящих линий на одну секцию РУ, а при количестве секций в РУ более 4 рекомендуется разделять секции шин противопожарными перегородками;
- рекомендуется применять закрытые распределительные устройства 6-20 кВ модульного типа повышенной заводской готовности;
- в целях уменьшения занимаемой площади земли и уменьшения эксплуатационных затрат рекомендуется применять малогабаритные подстанции с жесткой (в т.ч. изолированной) ошиновкой.

Подстанции 110 (220) кВ рекомендуется оборудовать регистраторами аварийных процессов.

При замене первичного оборудования рекомендуется предусматривать замену вторичного оборудования и цепей вторичной коммутации.

При сооружении новых подстанций рекомендуется осуществлять постепенный переход к закрытым необслуживаемым подстанциям.

3.2.2. Технические требования к подстанциям 6-20/0,4 кВ

Для электроснабжения электроустановок мощностью 25-1000 кВА в электрических сетях, рекомендуется применять, в основном, комплектные трансформаторные подстанции.

Срок эксплуатации КТП должен составлять не менее 30 лет.

В электрических сетях рекомендуются к применению блочные комплектные ТП, впи-

сывающиеся в архитектуру города, с малогабаритными комплектными распределительными устройствами модульного (комплектного) исполнения, включающие в себя оборудование ячейки РУ, такое как выключатель, разъединитель, трансформатор тока и напряжения.

Новые конструкции комплектных трансформаторных подстанций и подстанций закрытого исполнения должны выполняться:

- в бетонной или металлической оболочке с тепловой изоляцией и обладать анти-вандальной защитой;
- с наружным или внутренним обслуживанием, в зависимости от назначения и мощности подстанции;
- контейнерного и модульного исполнения;
- с малообслуживаемыми силовыми трансформаторами, имеющими низкие потери и уменьшенные массогабаритные параметры;
- с гибкой ошиновкой для связи трансформатора с РУ 6-20 кВ и 0,4 кВ;
- с надежной коммутационной аппаратурой на стороне 6-20 кВ и 0,4 кВ, обладающей повышенным эксплуатационным ресурсом;
- с кабельными и воздушными вводами;
- малогабаритными сборками РУ низкого напряжения, рассчитанными на токи короткого замыкания 30-70 кА.

3.2.3. Первичное оборудование подстанций

При выборе оборудования по номинальному току необходимо учитывать нормальные эксплуатационные, послеаварийные и ремонтные режимы, а так же перегрузочную способность оборудования.

3.2.3.1. Силовые трансформаторы

На подстанциях 110-220 кВ должны применяться силовые трансформаторы отвечающие следующим требованиям:

- баки силовых трансформаторов должны быть сварные;
- оборудованные устройствами автоматического регулирования напряжения под нагрузкой, в том числе, с микропроцессорными блоками управления;
- иметь необходимую динамическую стойкость;
- нейтраль силовых трансформаторов на стороне 10 и 20 кВ должна быть выполнена заземленной через резисторное заземление;
- оснащаться современными устройствами защиты масла от окисления;
- обеспечивать возможность мониторинга состояния трансформаторов мощностью 25 МВА и выше;
- обладать низким уровнем потерь электроэнергии;
- трансформаторы 220 кВ мощностью 120 МВА и выше должны оборудоваться системой мониторинга, включая контроль изоляции.

Для снижения электропотребления на собственные нужды рекомендуется использовать отводимое тепло от силовых трансформаторов для отопления сооружений подстанции.

На ТП 6-20/0,4 кВ должны применяться силовые трансформаторы:

- маслонаполненные герметичные, заполненные жидким негорючим диэлектриком,
- литые или сухие с уменьшенными потерями и массогабаритными параметрами;
- с симметрирующими устройствами;
- со схемой соединения обмоток Y/Y_n .

В трансформаторных подстанциях, встроенных в здания, а также сооружаемых в условиях плотной городской застройки или в стесненных условиях должны, как правило, применяться малогабаритные трансформаторы с сухой изоляцией, с пониженным уровнем шума и вибрации.

При новом строительстве не рекомендуется размещать ТП, РП и РТП в зданиях. Допускается размещать ТП, РП и РТП в зданиях, как исключение.

Токоограничивающие реакторы должны быть выполнены из современных материалов с малыми потерями электроэнергии и увеличенной динамической стойкостью, рассчитанные как на внутреннюю, так и наружную установку.

Камеры реакторов должны предусматривать замену реакторов на следующий габарит.

3.2.3.2 Коммутационные аппараты

В *сетях напряжением 110 -220 кВ* рекомендуется применять элегазовые выключатели с моторно-пружинными приводами, с двумя катушками отключения.

Комплектные РУ с элегазовой изоляцией напряжением 110-220 кВ, включающие себя сборные шины, выключатели, заземляющие разъединители и другое электротехническое оборудование, должны размещаться в герметичном металлическом корпусе, заполненном элегазом, не требующим обслуживания и имеющим смотровые окна, а также иметь адапторы для испытания кабеля 110 -220 кВ.

Конструкция КРУЭ должна предусматривать вывод в ремонт любого газового отсека без полного отключения КРУЭ.

В *сетях напряжением 6-20 кВ* следует применять:

- элегазовые выключатели на присоединениях с большими токами или в стесненных условиях при соответствующем обосновании;
- строительство отдельно стоящих комплектных распределительных пунктов 10-20 кВ в центрах электрических нагрузок районов перспективной застройки, внешнюю отделку принять с учетом общего архитектурного ансамбля;
- создание РП с дистанционным управлением и контролем без постоянного обслуживающего персонала;
- компактное и комплектное оборудование с высокой степенью заводской готовности;
- комплексную автоматизацию, обеспечивающая создание интегрированной АСУТП с подсистемами РЗА, коммерческого учета электроэнергии, мониторинга состояния оборудования, диагностики и управления оборудованием;
- комплектных РП контейнерного и модульного типов или в металлической оболочке с тепловой изоляцией;
- вакуумные выключатели, имеющие низкий уровень коммутационных перенапряжений и обеспечивающие надежную работу до выработки установленного коммутационного и эксплуатационного ресурса;
- иметь минимальные затраты на обслуживание.

3.2.3.8. Разъединители

В *сетях напряжением 110-220 кВ* рекомендуется применять разъединители с электроприводом всех ножей.

В *сетях напряжением 6-20 кВ* рекомендуется применять предохранители-разъединители и разъединители, отвечающие современным требованиям эксплуатации.

Изоляторы, применяемые на разъединителях, должны быть выполнены из фарфора с улучшенными эксплуатационными характеристиками.

В основании поворотных колонок должны быть установлены закрытые шарикоподшипники с заложеной в них долговременной смазкой и не требующие дополнительной смазки в течении всего срока службы.

Все элементы металлоконструкций должны быть покрыты цинком.

3.2.3.9. Реакторы

В *сетях 110-220 кВ* следует применять шунтирующие реакторы с выключателями, обладающие повышенным коммутационным ресурсом и устройством синхронной коммутации.

В *сетях 6-20 кВ* следует применять токоограничивающие реакторы с полимерной изоля-

цией с малыми потерями электроэнергии и увеличенной динамической стойкостью к токам КЗ. Реакторы аналогичного типа следует применять для установки на вводах 6-20 кВ силовых трансформаторов или на присоединениях отходящих линий.

Для компенсации емкостных токов замыкания на «землю» и снижения перенапряжений при однофазных дуговых замыканиях на «землю» в сетях 6-35 кВ рекомендуется применять плавнорегулируемые ДГР с автоматическим регулятором настройки.

3.2.3.10. Измерительные трансформаторы и датчики

Измерительные трансформаторы тока напряжением 110 -220 кВ должны применяться с элегазовым наполнением, маслonaполненные или с литой изоляцией.

Измерительные трансформаторы тока должны иметь пожаро- и взрывобезопасное исполнение, высокую эксплуатационную надёжность и требуемый класс точности, в том числе для целей коммерческого учёта не ниже 0,2 или 0,2S; 1,0.

Измерительные трансформаторы тока должны иметь не менее пяти вторичных обмоток (кернов).

Измерительные трансформаторы напряжения 110-220 кВ индукционного типа должны быть антирезонансными или выполняться с ёмкостными делителями и предназначаться для подключения цепей релейной защиты и автоматики.

Измерительные трансформаторы напряжения должны иметь:

- класс точности не ниже 0,5 при их использовании в сетях коммерческого учёта электроэнергии, с отдельной обмоткой для учёта;
- антирезонансное исполнение конструкции.

Измерительные трансформаторы тока и напряжения, применяемые в сетях напряжением 6-20 кВ должны иметь:

- литую изоляцию;
- не менее двух вторичных обмоток;
- антирезонансное исполнение.

Конструкция трансформаторов тока и напряжения, предназначенных для размещения в шкафах КРУ или камерах КСО должна обеспечивать их надёжную эксплуатацию, пожарную и взрывобезопасность.

Все применяемые трансформаторы тока и напряжения должны обслуживаться с минимальными эксплуатационными затратами.

3.2.3.6. Ограничители перенапряжений

В сетях, напряжением 110 -220 кВ, при новом строительстве, реконструкции и техническом перевооружении электросетевых объектов для защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений должны устанавливаться ОПН, в том числе с искровыми промежутками на ВЛ.

ОПН рекомендуется оснащать датчиками тока для проведения диагностики под напряжением.

На центрах питания напряжением 110 -220 кВ ОПН должны устанавливаться в распределительных устройствах подстанций вблизи силовых трансформаторов, на шинах ВН. Для повышения грозоупорности рекомендуется устанавливать ОПН на подходах ВЛ к подстанции.

Конструкция ОПН должна предусматривать взрывобезопасное исполнение, не менять свои характеристики в течение назначенного срока эксплуатации.

Выбор типа применяемого ОПН должен обосновываться расчетом, учитывающим следующие факторы:

- допустимое длительное рабочее напряжение;
- величину токов КЗ электрической сети, в которой он устанавливается;

- уровень перенапряжений, вызванный грозовыми или коммутационными перенапряжениями.

Уровень ограничения перенапряжений, достигаемый при установке ОПН должен соответствовать уровню изоляции оборудования, установленного на подстанции.

При выборе электрических параметров ОПН необходимо осуществлять расчеты сетей и рассеиваемой энергии в ОПН при воздействии коммутационных и квазиустановившихся перенапряжений.

На ВЛ 6–20 кВ, с целью сокращения числа устанавливаемых аппаратов, допускается применение ОПН, совмещающих в себе функции механического опорного элемента и защитного аппарата от грозовых и коммутационных перенапряжений.

3.2.3.7. Статические компенсирующие устройства

Целью обеспечения требуемого качества электрической энергии и снижения её потерь, а также для повышения пропускной способности электрической сети рекомендуется устанавливать статические компенсирующие устройства, в том числе:

- тиристорно-реакторные группы, коммутируемые выключателями;
- конденсаторные установки;
- компенсирующие (с использованием фильтров) устройства;
- статические тиристорные компенсаторы на базе силовой электроники;
- статические компенсирующие устройства на базе управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов.

Для регулирования напряжения в сетях 35-110-220 кВ допускается подключение к обмотке трансформатора (автотрансформатора) нескольких реакторных групп, коммутируемых выключателями.

При необходимости плавной быстродействующей компенсации реактивной мощности в сетях напряжением 6-110 -220 кВ рекомендуется применение реакторных групп, управляемых тиристорами.

В загруженных электрических сетях при пониженных уровнях напряжения для снижения потерь и обеспечения требуемых уровней напряжения следует применять конденсаторные установки, обеспечивающие возможность включения отдельных её элементов или всей установки в целом. Применение конденсаторной установки допускается при условии исключения резонансных явлений при всех режимах работы электрической сети.

С целью поддержания параметров качества энергии и компенсации реактивной мощности переменной нагрузки, а также повышения устойчивости электропередачи в сетях 110-220 кВ, следует применять статические тиристорные компенсаторы.

Для повышения коэффициента мощности потребителей электрической энергии в сетях 0,4-20 кВ рекомендуется применять конденсаторные установки. Автоматизированные конденсаторные установки рекомендуется устанавливать на «длинных» линиях, в том числе, в качестве регуляторов напряжения.

Управляемые конденсаторные установки рекомендуется устанавливать на закрытых потребительских подстанциях с трансформаторами мощностью 250 кВА и более. Необходимость установки конденсаторных батарей определяется на основании соответствующих расчетов.

При невозможности размещения регулируемых конденсаторных батарей рекомендуется установка отдельных конденсаторов, рассчитанных только на компенсацию намагничивающего тока трансформатора в базисной части графика реактивной нагрузки.

Для снижения искажения синусоидальности напряжения, а также генерирования реактивной мощности в сетях 0,4-35 кВ, как правило, должны устанавливаться компенсирующие устройства с фильтрами.

3.2.3.8. Комплектные РУ

Комплектные РУ должны выбираться по следующим основным параметрам:

- условиям эксплуатации (наружная или внутренняя установка, степень защиты, условия обслуживания);
- номинальному и наибольшему рабочему напряжению;
- номинальному току главных цепей;
- номинальному току отключения выключателей, встроенных КРУ;
- току электродинамической стойкости цепей КРУ;
- току термической стойкости и его времени протекания.

Основные требования к КРУ 110, 220 кВ

При строительстве центров питания в условиях плотной городской застройки рекомендуется применять:

- КРУЭ 110, 220 кВ;
- элегазовые токопроводы напряжением до 220 кВ с общей длиной токопровода не более 12 м;
- компактные КРУЭ 110, 220 кВ для подстанций закрытого типа.

Исполнение КРУЭ (однофазные или трёхфазные модули) определяется требованиями по надёжности электроснабжения потребителей и компоновочными решениями подстанции.

Основные требования к КРУ 6-20 кВ

Комплектные распределительные устройства 6-20 кВ должны иметь:

- малогабаритные КРУ 6-20 кВ с элегазовой или твердой изоляцией с вакуумными выключателями на каждое присоединение;
- закрытое исполнение, в том числе, модульного типа с вакуумными выключателями;
- использование литых измерительных трансформаторов тока и антирезонансных трансформаторов напряжения;
- для организации энергоучёта, работы РЗА рекомендуется устанавливать трансформаторы в каждой фазе;
- обеспечение гибкой архитектуры ячейки с компактным расположением функциональных элементов устройства, разделенных на отсеки;
- оснащение быстродействующими защитами от дуговых замыканий;
- оснащение устройствами РЗА, аппаратурой телеуправления, телесигнализации и средствами определения мест повреждения на отходящих ЛЭП 6-20 кВ.

3.2.3.9. Оборудование систем оперативного тока и собственные нужды

Использование на подстанциях современных и эффективных решений позволяющих обеспечить высокую надёжность работы систем оперативного постоянного тока (СОПТ) подстанций, является важнейшим элементом обеспечения надёжной работы подстанции в целом.

В системах оперативного постоянного, выпрямленного и переменного тока должны быть предусмотрены автоматические или ручные средства поиска замыкания на землю без отключения присоединения. Устройства контроля изоляции должны предусматриваться при всех видах оперативного тока.

Постоянный оперативный ток.

На ПС напряжением 35 кВ и выше рекомендуется применять СОПТ напряжением 220 В. На реконструируемых объектах 35-110-220 кВ применение системы постоянного оперативного тока обосновывается необходимостью установки коммутационных аппаратов и современных систем РЗА и ПА. Применение выпрямленного и переменного оперативного тока на ПС

35-110 кВ допускается только на существующих объектах.

На подстанциях 110 кВ и выше на вновь сооружаемых и реконструируемых ПС должны устанавливаться две АБ, одинакового по своим техническим характеристикам. Каждая из АБ должна обеспечивать надежную работу СОПС ПС в течение всего срока службы.

Емкость одной АБ на ПС должна обеспечивать питание не менее 3 часов в конце срока службы АБ (при снижении емкости АБ в конце срока службы на 20 %) при отсутствии подзаряда АБ.

Выпрямленный оперативный ток.

Выпрямленный оперативный ток допускается применять в ПС 35/0,4кВ, РП и ТП 6-20 кВ.

Для организации выпрямленного оперативного тока должны использоваться стабилизированные блоки напряжения, подключенные к трансформаторам напряжения на стороне ВН подстанции и токовые блоки питания, подключаемые к отдельно стоящим трансформаторам тока на стороне ВН подстанции.

Для отыскания замыкания на землю без отключения присоединений в системах выпрямленного оперативного тока должны предусматриваться автоматические устройства или ручные средства поиска.

Для питания оперативных цепей защиты, управления и автоматики на подстанции все блоки питания тока и стабилизированного напряжения должны работать параллельно на шинки оперативного тока.

Переменный оперативный ток.

Переменный оперативный ток рекомендуется применять на ПС 35/0,4кВ, РП и ТП 6-20 кВ.

Применение переменного оперативного тока на ПС с высшим напряжением 35-110-220 кВ допускается только на существующих подстанциях.

Система оперативного переменного тока подстанции должна выполняться с учетом питания от двух секций СН 0,4 кВ через разделительные трансформаторы с АВР между линиями питания.

На шинках должны предусматриваться устройства контроля изоляции.

В качестве источников переменного оперативного тока для питания цепей защиты и управления должны использоваться трансформаторы тока и предварительно заряженные конденсаторы.

Собственные нужды.

На всех ПС, за исключением подстанций имеющих один силовой трансформатор, для электроснабжения собственных потребителей необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов собственных нужд. На ПС, имеющих две секционированные выключателем системы шин, трансформаторы собственных нужд рекомендуется устанавливать на секциях, не имеющих электрической связи.

Схемы собственных нужд ПС должны предусматривать присоединение трансформаторов собственных нужд к разным источникам питания. Схемы собственных нужд ПС, РП и ТП должны быть оснащены устройствами АВР 0.4 кВ.

На ПС с постоянным оперативным током трансформаторы собственных нужд должны присоединяться через предохранители или выключатели к шинам РУ 6-35 кВ, а при отсутствии данных РУ к обмотке низкого напряжения основных трансформаторов.

3.2.3.10. Ошиновка

С целью сокращения занимаемой площади и оптимизации компоновочных решений на ПС 35-110 -220 кВ допускается применение жёсткой ошиновки на стороне 35-110-220 кВ, как неизолированной, так и в защищённом исполнении. При применении жесткой ошиновки необходимо учитывать расчетно-климатические условия района расположения подстанции.

В блочно-комплектных ТП напряжением 6-20/0,4 кВ, с трансформаторами мощностью до 630 кВА, рекомендуется применять изолированную жесткую или гибкую изолированную ошиновку.

При мощности трансформаторов 1000 кВА и более на стороне 0,4 кВ должны применяться закрытые или изолированные (трёхфазные и пофазные) токопроводы.

3.2.3.11. Заземление и молниезащита

Заземляющие устройства на строящихся и реконструируемых подстанциях, а также переходных пунктах, РП и ТП должны проходить периодическую диагностику на соответствие требованиям по ЭМС. Заземляющие устройства подстанции должны соответствовать требованиям ЭМС всех устройств находящихся в эксплуатации и обеспечивать в течение всего срока службы выполнение следующих условий:

- электрической безопасности;
- электромагнитной совместимости;
- заземление молниеотводов и ограничителей перенапряжений;
- рабочее заземление нейтрали.

На объектах электросетевого хозяйства АО «Астана-РЭК» должен быть оформлен паспорт на заземляющее устройство.

В процессе эксплуатации должен проводиться периодический контроль состояния ЗУ в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок», «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Республики Казахстан», «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей» и РД 34.45-51.300-97.

Молниезащитные устройства должны обеспечивать надёжную защиту:

- линий электропередачи, электротехнического оборудования, зданий и электротехнического оборудования от вторичных (обратных) перекрытий изоляции и наведённых импульсных перенапряжений.

Срок службы заземляющего устройства ПС должен быть не менее срока службы электротехнического оборудования, установленного на подстанции, а для линий электропередачи – не менее срока службы линейного объекта.

Для защиты высоковольтной изоляции напряжением 35-110 -220 кВ от грозовых перенапряжений (переходы через автомобильные, железные дороги, водные преграды и т.п.) рекомендуется на ВЛ устанавливать подвесные (линейные) ОПН.

3.2.4. Релейная защита и автоматика, требования к устройствам РЗА и ПА для различных схем подстанций и классов напряжения

Раздел РЗА и ПА разработан для обеспечения возможности проведения Технической политики в области релейной защиты и автоматики при организации эксплуатации, техническом перевооружении и строительстве новых объектов.

Комплекс РЗА и ПА современной подстанции должен обеспечить реализацию следующих целей:

- обеспечение надежности функционирования в соответствии с международными стандартами;
- снижение эксплуатационных затрат с применением современных устройств РЗА ПА и повышение эффективности труда персонала;
- внедрение на объектах АО «Астана-РЭК» устройств РЗА и ПА, на цифровой элементной базе с применением современных высоконадежных электромеханических реле;
- унификация и типизация технических решений для вновь строящихся объектов и объектов технического перевооружения;
- РЗА и ПА в систему АСТУ.

Для достижения поставленных целей необходимо обеспечивать выполнение следующих задач:

- разработать требуемые показатели надежности, быстродействия, чувствительности, селективности РЗА и ПА и обеспечить их выполнение;
- обеспечить постоянное совершенствование НТД с учетом применения новых эффективных технологий;
- обеспечить постепенный переход на построение систем РЗА и ПА в соответствии с унифицированной концепцией, основанной на использовании международного стандарта IEC 61850. Данная концепция должна внедряться с учетом результатов соответствующих НИОКР, накопления опыта эксплуатации пилотных объектов, развития рынка устройств и средств программного обеспечения, соответствующих концепции и требованиям упомянутого стандарта;
- обеспечить постепенный переход к унификации интерфейсов «Человек-машина» устройств и программного обеспечения разных производителей, для чего разработать соответствующие стандарты.

При выборе микропроцессорных устройств РЗА и ПА для унификации оборудования, позволяющей в дальнейшем сократить трудозатраты по обслуживанию устройств РЗА и ПА и уменьшить объем закупаемого ЗИП, рекомендуется ограничивать число производителей указанного оборудования. Приоритет при выборе производителей оборудования РЗА и ПА рекомендуется отдавать компаниям, имеющим опыт работы в электроэнергетике и положительные отзывы энергокомпаний. Выбираемое оборудование РЗА и ПА и прилагаемое программное обеспечение должно быть аттестовано для применения на объектах АО «Астана-РЭК».

В устройствах РЗА и ПА необходимо предусматривать выполнение следующих технических требований:

- обеспечение функциональной совместимости устройств РЗА, в том числе полуккомплектов защит линий электропередачи;
- применение, как правило, цифровых устройств РЗА и ПА.
- компактность аппаратуры РЗА и ПА с обеспечением эргономики;
- обеспечение возможности, в обоснованных случаях, дистанционного изменения уставок и логики работы устройств;
- дублирование комплектов цифровой защиты на электросетевых объектах, питающих ответственных потребителей при наличии соответствующего обоснования;
- обеспечение соответствующих условий эксплуатации (ЭМС, климатические, механические требования, требования к размещению) в соответствии с требованиями нормативных документов и техническими характеристиками оборудования;
- обеспечение функционирования системы РЗА в составе интегрированной системы АСТУ на основе открытых протоколов;
- раздельное питание оперативных цепей комплектов защит (как основных, в том числе взаиморезервирующих, так и резервных), при этом должно обеспечиваться воздействие указанных комплектов защит на отключение выключателей 110 и 220 кВ через разные катушки отключения;
- обеспечение функции резервирования отказов выключателей, в том числе УРОВ присоединений 6-35 кВ. При отсутствии мощной подпитки со стороны питания допускается выполнять УРОВ в виде действия защиты отходящих присоединений с дополнительной выдержкой времени на отключение вводов (питающих присоединений);
- выполнение каналов связи для полуккомплектов РЗА должно быть дублированным при соответствующем обосновании;
- определение места однофазных замыканий на землю в сетях 6-35 кВ рекомендуется с использованием технических средств, исключающих метод поочередного отклю-

чения присоединений;

- на подстанциях должно предусматриваться полноценное осциллографирование с синхронизацией пуска по времени. Требования к полноценному осциллографированию должны быть приведены в соответствующих НТД.

Кроме того, необходимо обеспечить выполнение следующих специализированных задач для цифровых устройств и систем РЗА и ПА:

- возможность регистрации и хранения аварийной информации и передачи ее на верхние уровни управления;
- реализацию дополнительных функций:
- определения точного места повреждения (ОМП) кабельных и воздушных линий, включая режим ОЗЗ в сети 6-35 кВ;
- сбора дискретной и аналоговой информации, записи осциллограмм.

Для устройств РЗА на ПС 110 кВ и выше необходимо выполнение следующих требований.

В случае изменения конфигурации или режима сети предусмотреть возможность открытия дополнительных защитных функций РЗА:

- программное обеспечение устройств РЗА должно быть унифицированным, т.е. применимым для всех версий и модификации МП терминалов данного производителя;
- бинарные входы устройства РЗА должны обеспечивать полную гальваническую развязку между входными и внутренними цепями устройства, а также иметь возможность подключения цепей разной полярности, т.е. быть биполярными;
- понятие «группа уставок» означает перечень уставок для настройки всех устройств защиты, устанавливаемых на отдельные реле в комплекте. Реле должно хранить в памяти не менее 4 комплектов (групп) уставок для отдельных типов защит;
- терминал защиты должен обеспечивать возможность, как местным, так и удаленным пользователям, получения информации о десяти последних аварийных процессах;
- осциллограф аварийных процессов должен фиксировать минимум 10 аналоговых измеряемых и рассчитываемых и 40 дискретных сигналов с частотой выборок, обеспечивающий просмотр аналоговых сигналов вплоть до пятой гармоники;
- должна обеспечиваться возможность осуществления пуска регистратора по любому записываемому сигналу;
- количество записей аварийных процессов, сохраняемых в терминале, должно быть не менее 5. Для обеспечения полноценного анализа каждого аварийного процесса необходима возможность записи токов и напряжений в предаварийный и послеварийный интервалы времени длительностью не менее 100 миллисекунд и длительностью не менее 5 сек.
- для каждого аварийного процесса регистратор внутренних событий терминал должен хранить информацию о (как минимум, по выбору пользователя) 150 событиях, произошедших в терминале данного возмущения с временным разрешением не более 1 мс и должны быть представлены в логическом порядке;
- информация об изменении конкретной уставки функции терминала или группы уставок должна также сохраняться в журнале внутренних событий.

Для систем мониторинга и управления (СМиУ) на ПС 110 кВ и выше необходимо выполнение следующих требований:

- поддержка МЭК 61850;
- топология сети СМиУ: двойное оптическое кольцо с резервированием на протокольном уровне для связи с устройствами РЗА;
- связь с центрами управления МЭК 60870-104 и МЭК 60870-5-101;
- параметрирование, тестирование и диагностика Центрального Координирующего устройства СМиУ в режиме времени без вывода из работы;

- комплекс программного обеспечения СМиУ совместим с MS Windows XP;
- возможность модульного расширения СМиУ в процессе эксплуатации (без вывода из работы);
- оперативное изменение структуры СМиУ ПС без прерывания работы ПС;
- обеспечение хронологической последовательности событий с точностью 1 мс при помощи функции синхронизации с источником точного времени;
- после восстановления работоспособности элементов СМиУ системы связи обмен информацией восстанавливается автоматически;
- номинальное напряжение контактов бинарных входов (выходов) RTU 220 В;
- центральное координирующее устройство промышленного исполнения без отсутствия движущихся частей (HDD, вентилятор и т.д.);
- гибкий температурный диапазон работы СМиУ.

Противоаварийная автоматика.

При принятии технических решений по организации противоаварийной автоматики должны быть учтены следующие требования:

- иерархическое построение ПА;
- каналы передачи команд ПА должны выполняться дублированными при соответствующем обосновании;
- интеграция в АСТУ на информационном уровне устройств ПА.

Требования к техническому обслуживанию устройств РЗА и ПА.

Срок службы микропроцессорной техники должен быть определен заводом изготовителем, но не менее 15 лет.

Для обеспечения надежной эксплуатации систем РЗА и ПА необходимо разработать и руководствоваться следующими документами:

- программами поэтапной замены устаревших и физически изношенных электромеханических и микроэлектронных устройств защиты и автоматики, находящихся в эксплуатации;
- регламентом продления сроков эксплуатации устройств РЗА и ПА, превысивших установленный заводом срок службы в зависимости от результатов испытаний и физического состояния аппаратуры и цепей вторичной коммутации;
- правилами технического обслуживания устройств РЗА и ПА для ПС 6-220 кВ в АО «Астана-РЭК»;
- методическими указаниями по учету устройств РЗА и ПА;
- методическими указаниями по расчету ЗИП и правилами его хранения.

Для выполнения единых решений по применению РЗА и ПА требуется разработать следующие НТД:

- концепцию развития РЗА и ПА;
- систему стандартов развития и применения РЗА и ПА;
- методические указания по расчету и выбору параметров срабатывания новых устройств РЗА и обоснованию технических решений по резервированию, в том числе по применению дублирующих комплектов защит;
- методические указания по расчету численности персонала служб РЗА,
- методические указания и нормативные документы по расчету стоимости пусконаладочных работ и сервисного обслуживания устройств РЗА и ПА;
- типовые решения по организации питания устройств РЗА и ПА оперативным током.

3.2.5. Автоматизированная система технологического управления

Автоматизированная система технологического управления (АСТУ) сетью должна формироваться и эксплуатироваться в соответствии с требованиями «Концепции создания и

развития автоматизированной системы технологического управления электросетевым комплексом «АО Астана-РЭК»».

3.2.5.1. Цели и задачи автоматизированной системы технологического управления

Автоматизированная система технологического управления должна обеспечивать:

- повышение эффективности работы и управления всего электросетевого комплекса;
- требуемые показатели качества электрической энергии и надлежащие уровни обслуживания участников энергетического рынка при решении задач транспорта и распределения энергии;
- контроль и управление процессом распределения электрической энергии;
- снижение ущерба от аварий и сокращение сроков ликвидации аварий;
- обмен технологической информацией с внешними организациями (АО «KEGOC», АО «Астана-энергия», ТОО «Астана Калалык Жарык», АО «АРЭК».

Основными задачами Технической политики в области АСТУ являются:

- создание комплексной автоматизированной системы управления распределительными электросетевыми объектами, включающей в себя технологическое и производственно-техническое управление процессами эксплуатации и развития распределительного электросетевого комплекса;
- получение достоверной текущей технологической информации, необходимой для правильного функционирования автоматизированных систем управления;
- централизация и систематизация всей имеющейся технологической информации.

АСТУ в распределительном электросетевом комплексе должны строиться по принципу иерархических интегрированных систем, в состав которых должны входить устройства АСУ ТП, РЗА (включая ПА), АСДУ (включая ТМ).

АСДУ АО «Астана-РЭК» должны реализовываться на принципах:

- применение открытых стандартов (например: МЭК 61850, 61970, 61968);
- единой информационной модели электрической сети;
- единой системы классификации и кодификации сетевых объектов;
- единой платформы интеграции и единой информационной среды;
- открытой масштабируемой архитектуры и многоплатформности.

Схема сети и анализ топологии – являются основой системы АСДУ, отображая текущее состояние сети с последними изменениями в реальном времени. На схеме сети должно отображаться все оборудование, которое касается работы диспетчера (КУ, трансформаторы, заземляющие ножи и т.д.). Схема сети должна предоставлять возможности (трассировки) для проверки связности, поиска источника питания и т.д. Статус линий должен отслеживаться автоматически в фоновом режиме, например, чтобы отключение выключателя автоматически приводило к выделению отключенной линии соответствующим цветом. Должен присутствовать мощный редактор, позволяющий использовать различные библиотеки символов. Все перечисленные ниже подсистемы должны либо использовать единую схему сети в своей работе и отображать результаты на схеме, либо иметь возможность спозиционироваться на участке сети, используемом в работе (если это применимо).

Подсистема управления работами и ведение схемы сети (NMS) – должна обеспечивать директора и оперативного инженера возможностью планирования работ для осуществления переключений в сети, а также ведения аварийно-восстановительных работ, с соблюдением логики безопасности и переключений и ведением полного аудита работы диспетчера и самой системы.

Данная подсистема должна позволять:

- на стадии планирования – определение объемов и графиков выполнения работ, их про-

- верка и утверждение. На стадии исполнения – контроль процесса выполнения запланированных и внеплановых работ;
- контроль логики безопасности не только при переключениях, но и во время остальных возможных действий в системе;
 - всестороннее управление оперативными документами и документами по безопасности;
 - комплексное управление оперативной принадлежностью оборудования позволяющее выполнение операций только авторизованным лицам, имеющим ответственность за определенный участок сети. Возможность делегировать права и ответственность уполномоченным операторам;
 - фиксация в журнале полного цикла всех операций и их результатов;
 - хранение архивных записей обо всех операциях как запланированных, так и внеплановых, предоставление широких возможностей для проведения аудита с целью анализа и внесения улучшений в работу.

Подсистема также должна обеспечивать управление распределением работ между ОВБ с использованием мобильных устройств.

Подсистема телеуправления и сбора информации (SCADA) – должна обеспечивать сбор и передачу информации (телесигналы, телеизмерения), а также телеуправление с/на устройства различных типов по различным протоколам, которые используются в АО «Астана-РЭК». Добавление новых протоколов в подсистему должно осуществляться без потери управления. Все события и телеизмерения в системе должны архивироваться. Данная подсистема должна использовать единую модель данных (схему сети) с другими подсистемами и быть полностью интегрированной чтобы обеспечить отказоустойчивость и надежность АСДУ в целом.

Подсистема управления отключениями (OMS) – должна предоставлять диспетчеру эффективные механизмы работы с аварийными отключениями потребителей, позволяя осуществлять мероприятия по восстановлению электропитания в минимально возможный срок. Также работа данной подсистемы должна давать возможность регистрировать входящую информацию от потребителей, автоматически ее локализовывать на схеме сети и формировать ответную исходящую информацию для потребителей о текущем статусе восстановительных работ. Подсистема управления отключениями должна регистрировать любые перерывы в подаче питания, отключения потребителей, автоматически ее локализовывать на схеме сети и восстановительных работ. Подсистема управления отключениями должна регистрировать любые перерывы в подаче питания, отключения потребителей, срабатывание выключателей и т.д. для последующего автоматического формирования отчетов об отключениях, должна автоматически определять и корректировать масштаб отключения при помощи данных телеметрии и анализа звонков клиентов при этом должно учитываться текущее состояние сети в реальном времени, включая положение как телемеханизированных, так и ручных КУ

Подсистема отчетов – должна предоставлять эффективный инструмент для формирования отчетной и оперативной документации заданного формата диспетчеру, тем самым существенно сокращая его время работы с документами и постоянно поддерживая четкость и прозрачность процесса формирования отчетной документации. Подсистема должна предоставлять:

- возможность формирования отчетности по архивным и текущим значениям по всему предприятию веб-доступ, удобные средства навигации, сортировки и фильтрация;

- должен присутствовать редактор отчетов, а также стандартный набор отчетов;
- подсистема не должна оказывать влияние на производительность других подсистем АСДУ;
- возможность создания динамических и статических информационных отчетов;
- отчеты могут доставляться по электронной почте, факсу, либо по определенному расписанию.

Подсистема расчета режимов (DPA) – должен позволять диспетчеру или оперативному инженеру производить расчет как периодически, так и по запросу как для планирования, так и при осуществлении переключений при аварийно-восстановительных или плановых работах. Подсистема должна предоставлять:

- возможность удостовериться, что оборудование выдержит нагрузку соответствующую короткому замыканию, определить способность защитных устройств разорвать цепь в случае короткого замыкания. При этом существенно снижается риск превышения предельного тока короткого замыкания, особенно в сетях с высокой связностью;
- возможность расчета потокораспределения мощности и токов короткого замыкания;
- расчеты должны производиться как по запросу, так и периодически в фоновом режиме;
- подсистема должна иметь возможность работать в режиме моделирования (симуляции). Режим симуляции позволяет оператору изучить и понять поведение системы при различных сценариях.

Существует возможность использовать псевдоизмерения базирующиеся на расчетах вместо реальных телеизмерений. Данная технология позволяет при минимальных затратах улучшить наблюдаемость сети для всех тех точек, где наличие реальных телеизмерений не оправдано.

Автоматизированные системы технологического управления должны обеспечить:

- управление присоединениями (объектами) с использованием устройств телеуправления и выполнение переключений при выделении (обособлении) поврежденных участков сети из работы;
- измерения и регистрацию режимных и технологических параметров;
- мониторинг и диагностику оборудования в нормальных и аварийных режимах;
- автоматизацию управления технологическим процессом передачи распределения электроэнергии;
- интеграцию различных автоматизированных подсистем АСТУ между собой;
- информационное взаимодействие с АСТУ других инфраструктурных организаций.

Автоматизированные системы технологического управления (АСТУ) должны объединять в себе функции производственно-технического управления и состоять из следующих функциональных блоков:

- оперативно технологического управления;
- сбора и передачи информации;
- мониторинга состояния и диагностики оборудования в нормальных и аварийных режимах.

АСТУ должны содействовать техническому обслуживанию и ремонту оборудования в электрических сетях на основе:

- автоматизированного рассмотрения заявок на «ввод-вывод» в ремонт электрообо-

- рудования сетей АО «Астана-РЭК» и выдачи бланков переключения;
- ведения справочной системы диспетчерской документации, в том числе, хранения, поиска и отображения документов.
- сбора, обработки и хранения данных мониторинга технического состояния оборудования.

Комплекс программно-технических средств АСДУ должен обеспечивать:

- сбор первичной информации о параметрах технологических процессов и состоянию сетевого электрооборудования с привязкой по времени, в соответствии с условиями и требованиями задач технологического управления;
- обработку информации с целью предоставления оперативному и другому персоналу объективной, учетной и аналитической информации в режиме реального времени в текстовой, видеографической и аудио формах согласно алгоритмам и сценариям задач технологического управления;
- хранение и архивирование информационных массивов первичной, результирующей, нормативно-справочной и другой информации в интересах текущих процессов реального времени, а также для последующего использования при анализе событий;
- передачу управляющих воздействий на сетевое электрооборудование и системы автоматизации;

Основные технические требования к комплексу программно-технических средств:

- применение информационных технологий, отвечающих международным стандартам с открытой масштабируемой архитектурой;
- архитектурная и интерфейсная совместимость, обеспечивающая сопряжение и функциональную работоспособность с обеспечением требований информационной безопасности;
- развитые графические возможности и объемы хранения информации для взаимодействия с управляющим персоналом и системами верхнего уровня;
- коммуникационные средства, обеспечивающие передачу информации между вычислительными средствами и другими устройствами, выполненные в соответствии с требованиями функционирования систем автоматизации сетей АО «Астана-РЭК».

Для сбора информации, ее обработки, хранения и передачи данных о состоянии коммутационного оборудования и режимных параметрах другого первичного оборудования должны использоваться как существующие на объектах микропроцессорные контроллеры, поддерживающие стандартные протоколы информационного обмена, так и новые, производства ведущих мировых производителей. Все вновь построенные и прошедшие реконструкцию объекты электросетевого комплекса должны оборудоваться системами телемеханики с последующей организацией передачи данных в существующий информационный комплекс отвечающий вышеперечисленным требованиям и внедряемый параллельно с существующей системой.

3.2.6. Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ).

АСКУЭ включает в себя коммерческий и технический учет электроэнергии и должны интегрироваться с АСТУ, системой управления активами, системами ЕРЦ, АО «KEGOC», АО «Астана-энергия», ТОО «Астана Калалык Жарык», АО «АРЭК».

Коммерческий учет – процесс измерения объемов электрической энергии и значений электрической мощности, сбора и обработки результатов измерений, формирования расчетным путем, на основании результатов измерений данных о количестве потребленной электрической энергии (мощности) в соответствующих точках поставки, а также хранения и передачи указанных данных.

Целью Технической политики в области коммерческого учета электроэнергии (мощности) должно явиться повышение точности и достоверности измерения величин получаемой на

оптовом рынке электроэнергии (АСКУЭ оптового рынка) и отпуск ее потребителям розничного рынка (АСКУЭ розничного рынка), что в свою очередь определяет круг основных задач:

- определение объемов полученной на оптовом рынке и отпущенной потребителям электроэнергии (мощности) по сетям АО «Астана – РЭК»;
- определение и мониторинг потерь электроэнергии в сетях АО «Астана – РЭК»;
- предоставление системному оператору оптового рынка и энергосбытовым организациям данных по учету электроэнергии (мощности) на присоединениях подстанций АО «Астана-РЭК».

Целью Технической политики в области технического учета электроэнергии (мощности) должно явиться оснащение присоединений электроустановок приборами технического учета электроэнергии. Основной задачей технического учета должно явиться определение и мониторинг потерь электроэнергии в сетях «Астана-РЭК».

Достижение указанной цели и реализация задач обеспечивается:

- созданием в операционных компаниях Республики Казахстан единой системы учёта электроэнергии, отвечающей требованиям нормативной базы оптового и розничного рынков электроэнергии;
- автоматизацией расчета потерь электроэнергии в сетях АО «Астана РЭК» на всех уровнях напряжений;
- применением передовых методов и средств измерения электрических величин и их обработки;
- возможным использованием единой инфраструктуры связи для сбора информации по различным энергоносителям;
- заменой существующих трансформаторов тока и напряжения на трансформаторы с классом точности, отвечающим требованиям Правил устройства электроустановок;
- приведение нагрузки трансформаторов тока и напряжения до уровня номинальных значений;

В состав единой автоматизированной системы коммерческого учёта электроэнергии должны входить:

- микропроцессорные многотарифные счетчики электроэнергии с формированием профиля мощности, максимумов мощности, договорного лимита мощности и мгновенных значений, обеспечивающие выдачу информации в цифровом виде с возможностью подключения счетчиков в АСКУЭ с помощью интерфейсов связи RS485, а также внутренних или встроенных под крышкой зажимной колодки модулей связи по технологиям PLC, GSM/GPRS и RF. Необходимо использовать открытые и стандартизированные протоколы данных (DLMS).

Основные требования к счетчикам:

- самодиагностика;
- мониторинг качества электроэнергии (для балансных);
- дистанционное отключение пользователя (до 100А);
- ограничение по договорной мощности;
- хранение профилей нагрузки;
- возможность удаленной коррекции настроек, защищенная паролем (кроме метрологической части);
- превенция вмешательства и хищений:
 - регистрация открытия корпуса или контактного щитка;
 - регистрация воздействия магнитных полей;
 - регистрация неблагоприятной температуры;
 - регистрация попыток связи с неверным паролем;
 - регистрация параметризации;
 - регистрация различных чрезвычайных событий и состояний (отключения фаз напряжения, изменения последовательности фаз, состояния реле и др.);

- своевременное предупреждение.
- устройства сбора и передачи данных от счетчиков, ее накопление, первичная обработка и хранение, а также передача информации по каналам связи в центр сбора и обработки информации;
- информационно-вычислительный комплекс с функцией накопления, автоматизированной обработки, визуализации информации полученной от счетчиков электроэнергии и устройства сбора и передачи данных;
- подсистема телекоммуникаций;
- использование модульной «Мульти-модемной» конструкции и гибкой структуры сети сбора данных, то есть легко взаимозаменяемые компоненты сети.

Для связи со счетчиками рекомендуется использовать:

- PLC модемы с DCSK модуляцией (для бытового сектора);
- радио модемы, работающие по GSM/GPRS/3G стандарту:
 - устройства сбора и передачи данных от счетчиков, ее накопление, первичная обработка и хранение, а также передача информации по каналам связи в центр сбора и обработки информации;
 - информационно-вычислительный комплекс с функцией накопления, автоматизированной обработки, визуализации информации полученной от счетчиков электроэнергии и устройства сбора и передачи данных, построенных исключительно на WEB-технологиях;
 - подсистема телекоммуникаций.

АСКУЭ должна состоять из трех уровней: измерительный комплекс электроэнергии, устройство сбора и передачи данных и информационно-вычислительный комплекс.

Система учёта электроэнергии в АО «Астана-РЭК» должна обеспечивать:

- выполнение оперативных расчетов балансов и потерь электроэнергии для различных интервалов времени (час, сутки, месяц, квартал, год) на всех уровнях обработки информации;
- обмен данными коммерческого учета с субъектами рынка электроэнергии, сбытовыми компаниями, генерирующими компаниями, потребителями, с которыми у АО «Астана-РЭК» в соответствии с регламентами работы рынка есть соглашения об информационном обмене.
- использование справочной информации (места установки, типы счетчиков, даты установок, контракты, акты и т.д) системы учета активов и системы управления сетью;
- постоянная синхронизация систем в ходе эксплуатации (автоматическое определение новых установленных счетчиков и их конфигураций, репликация изменений баз клиентов, полная синхронизация всей информации вводимой вручную по актам);
- инициативная передача снизу аварийных сигналов, возможность синхронизации журналов событий из устройств в системы нижнего уровня и из системы нижнего уровня в системы верхнего уровня;
- по собственной инициативе или по полученному управляющему сигналу из другой системы дистанционное конфигурирование средств учета и/или коммутационных средств с возможностью установки/синхронизации времени, изменения тарифных планов, коэффициентов, дискретности сбора, режима передачи данных (по опросу или по инициативе снизу), подписки на события, изменения выводимой на дисплеи информации;
- отключение по инициативе системы биллинга или по полученному управляющему сигналу из системы управления сетью потребителя или ограничение его потребления по мощности и/или объему поставляемой энергии, что позволяет бороться с неплательщиками, вводить новые принципы оплаты за услуги (предоплата), при критической ситуации в энергосистеме регламентировать прохождение пиковых на-

- грузки;
- использование единой коммуникационной инфраструктуры для сбора данных различных энергоресурсов и, в связи с этим, возможность транзита через систему поставщика энергии данных по другим энергоресурсам для системы другого поставщика;
- поддержка максимального числа средств учета и контроллеров различных поставщиков, с целью обеспечения максимальной независимости в выборе устанавливаемого оборудования в будущем;
- переход к использованию для всех систем энергопоставщиков, общей информационной модели (CommonInformationModel-МЭК 62970-301&61968-11), спецификации созданной для построения распределительных энергетических систем и их сопрягаемости;
- внедрение как средства межсистемных коммуникаций служб WEB-серверов с использованием SOA-технологий – самого современного и защищенного механизма для обмена данными в энергетических системах, становящимся de-facto стандартом в системах мира.

Реализация всего функционала должна быть выполнена основываясь на использовании WEB-технологий и без необходимости инсталляции АРМов на рабочих местах.

3.2.7. Сети технологической связи.

Сети технологической связи АО «Астана-РЭК» формируются в интеграции с сетями АО «KEGOC», АО «АРЭК» и других субъектов электроэнергетики РК.

Сети связи должны решать следующие основные задачи:

- расширение набора предоставляемых услуг корпоративной и технологической связи;
- обеспечение сетевой информационной безопасности и работы в чрезвычайных ситуациях;
- повышение срока службы и надежности функционирования электрических сетей АО «Астана-РЭК» за счёт управления нормальными и аварийными режимами;
- передачу всех видов информации по единой транспортной среде;
- возможность предоставления широкого набора современных услуг связи и создания новых информационных услуг;
- возможность интеграции сетей связи с сетями других ведомств, заинтересованных в создании сетей связи на базе инфраструктуры электроэнергетики.

Принципами создания и развития сетей связи должны стать:

- переход на цифровые сети, с применением нового оборудования и технологий;
- возможность гибкого и динамического изменения скорости передачи информации в зависимости от текущих требований;
- организация полного набора служб связи, обслуживания новых потребностей;
- возможность организации доступа к службам сетей связи независимо от используемой технологии с целью обеспечения требуемого качества обслуживания;
- возможность управления службой, вызовом и соединением со стороны пользователя;
- возможность создания новых сервисов с использованием стандартизированных средств;
- экономическая целесообразность использования создаваемой сети;
- удовлетворение потребностей сторонних потребителей, в том числе, в случаях чрезвычайных ситуаций;
- соответствие базовым принципам схемы создания и развития Единой технологической сети связи электроэнергетики РК.

Структура сетей связи должна обеспечивать сопряжение узлов связи на уровнях

РЭС и подстанций АО «Астана-РЭК», а также исполнительных аппаратов АО «Астана-РЭК» включая сопряжение с узлами связи АО «KEGOC», АО «АРЭК» и других субъектов г. Астаны.

Техническая структура сетей связи формируется на основе:

- комплекса аппаратного обеспечения, в состав которого входят серверы, рабочие станции, локальные терминалы оператора, оборудование передачи данных (концентраторы, мосты, шлюзы и др.);
- комплекса программного обеспечения, в состав которого входят: базовая операционная система; система управления, формирования и ведения баз данных, пакет прикладных программ, реализующих функции по анализу качества, планированию сети, передачи данных, поддержке локальных сетей, защите информации от несанкционированного доступа и т. д.;
- сети передачи данных.

Техническая структура сетей связи АО «Астана-РЭК» должна обеспечиваться на основе сертифицированных программно-аппаратных комплексов, поддерживающих функции самодиагностики, рассчитанных на круглосуточный непрерывный режим работы без профилактического обслуживания.

В состав сетей связи АО «Астана-РЭК» могут входить арендованные каналы связи, существующие и строящиеся линии связи, такие как:

- кабельные линии связи;
- волоконно-оптические линии связи;
- радиорелейные линии связи;
- сети радиосвязи (цифровая широкополосная система радиосвязи).

Телефонная связь

Основным направлением модернизации телефонной сети связи должно являться внедрение цифровой коммутационной техники. Цифровая технология должна предусматривать:

- использование современных протоколов телефонной сигнализации, позволяющих реализовать надежную телефонную связь диспетчеров и дополнительные услуги;
- внедрение оборудования перспективных технологий мультисервисных сетей связи (IP, MPLS);
- возможность создания новых сервисов;
- организацию взаимосвязи с корпоративными сетями субъектов электроэнергетики.

Развитие рынка телекоммуникационных услуг позволяет использовать услуги операторов связи для создания сетей связи с обеспечением необходимым сервисом и надежностью. При этом требуется учитывать экономическую целесообразность создаваемой сети, снижение капитальных и операционных затрат.

Система управления сетями связи АО «Астана-РЭК» формируется на базе центрального узла средств управления (ЦУСУ) и должна обеспечивать эффективное функционирование сетей связи. Архитектура сетей связи АО «Астана-РЭК» должна предполагать управление элементами сети; сетью в целом, техническим обслуживанием и ремонтами сетевых объектов.

На всех уровнях управления должны обеспечиваться функции устранения неисправностей; изменения конфигурации сети; надежности и качества передачи, безопасности информации.

Для безотказной работы систем управления сетями связи АО «Астана РЭК» предусматривается резервирование основных критичных для функционирования системы компонентов:

- баз данных, серверов и каналов управления;
- автономное электроснабжение, обеспечивающее гарантированное электроснабжение технологического комплекса центра управления сетями в течение не менее 6 часов;
- планы необходимых организационных мероприятий и инструкции по ликвидации и предотвращению развития нарушений нормального режима и управления.

Волоконно-оптические линии связи на воздушных линиях электропередачи (ВОЛС-ВЛ)

Основные требования к ВОЛС-ВЛ изложены в ПУЭ, «Правилах проектирования, строительства и эксплуатации волоконно-оптических линий связи на воздушных линиях электропередачи напряжением 110 кВ и выше».

При решении вопроса о возможности размещения ВОЛС на ВЛ, одним из основных условий монтажа ВОЛС является проверка ВЛ на несущую способность.

При строительстве, реконструкции и капитальном ремонте ВЛ с грозотросом необходимо предусматривать грозотрос со встроенным волоконно-оптическим кабелем (ОКГТ).

В целях унификации технической эксплуатации и для обеспечения возможности проведения паспортизации, плановых измерений и измерений в процессе проведения аварийно-восстановительных работ любое смонтированное оптоволокно, проходящее по ВЛ, должно иметь не менее одного окончания (разъемного соединителя) на оптическом кроссе, установленном на территории объекта, куда обеспечен круглосуточный допуск персонала АО «Астана-РЭК» в течение всего срока службы оптического кабеля.

Требования к материалам и оборудованию ВОЛС-ВЛ

Применяемые материалы и оборудование, в том числе оптические кабели, арматура и муфты должны соответствовать требованиям действующей нормативно-технической базы, иметь Сертификат соответствия, выданный исполнительным органом власти в области связи, а также прошедшие совместные испытания в рамках аттестации.

Если в рамках аттестации такие совместные испытания не проводились, то до поставки комплекта должны быть проведены комплексные типовые заводские испытания на соответствие требованиям стандартов, техническим условиям, техническому заданию, требованиям настоящего Положения и разработанной проектной документации. Испытания должны проводиться с участием представителей собственника ВЛ и заказчика строительства.

Как правило, следует применять оптические кабели, встроенные в грозозащитные тросы (ОКГТ).

В оптических кабелях, встроенных в грозозащитный трос должно быть, не менее 48 волокон. Допускается на тупиковых направлениях применение ОКГТ с количеством волокон не менее 12.

Кабельные линии связи должны содержать в себе не менее одного полностью диэлектрического оптического кабеля, как правило, с количеством оптических волокон не менее 24. Проектная документация должна пройти экспертизу в соответствии с действующим законодательством. При проектировании подвески ВОЛС-ВЛ должны быть предусмотрены меры защиты ВЛ от воздействия указанных выше климатических условий. Оптические кабели, предназначенные для прокладки по территории электросетевых объектов, их зданиям и сооружениям, в охранных зонах ВЛ и КЛ, должны быть полностью диэлектрическими и иметь защиту от механических повреждений и защиту от грызунов, кроме того, оптические кабели, предназначенные для прокладки по зданиям и сооружениям, должны иметь внешнюю оболочку, не поддерживающую горение (нг-LS). Оптические кабели должны иметь следующую идентифицирующую расцветку оптических волокон:

«0» - модули/пучки: синий, оранжевый, зеленый, коричневый, серый, белый, красный, черный, желтый, фиолетовый, розовый, бирюзовый;

«1» - оптические волокна: синий, оранжевый, зеленый, коричневый, серый, белый, красный, черный, желтый, фиолетовый, розовый, бирюзовый.

Требования к проектированию ВОЛС.

Проектная документация ВОЛС-ВЛ должна соответствовать требованиям нормативных документов, , техническим условиям, выданным собственниками эксплуатирующими организациями ВЛ и технического задания на проектирование. При этом должно быть обеспечение надежной работы ВЛ.

Проектная документация должна пройти экспертизу в соответствии с действующим законодательством. При этом главным условием должно быть обеспечение надежной работы

ВЛ.

3.2.8. Создание типовых интегрированных комплексов инженерно-технических средств защиты для обеспечения безопасности объектов распределительного сетевого комплекса.

Типовые интегрированные комплексы инженерно-технических средств защиты (ТИК ИТСЗ) АО «Астана-РЭК» предназначены для обеспечения режима безопасного функционирования объектов электросетевого комплекса через выявление и снижение рисков криминального и террористического характера.

Основные функции ТИК ИТСЗ АО «Астана-РЭК»

- автоматическое обнаружение попыток несанкционированного проникновения на территорию объектов распределительного электросетевого комплекса (Астана-РЭК), в здания, отдельные помещения, к технологическому оборудованию и установкам;
- подача сигнала «тревога» персоналом объекта в ручном режиме, при обнаружении нештатной ситуации;
- визуальный телевизионный контроль электросетевого объекта. Контролю должна подлежать зона периметра, входы/въезды на объект, территория, технологическое оборудование и установки, периметры и отдельные помещения зданий;
- контроль и управление доступом на объекты распределительных электрических сетей.

Контролю подлежит доступ на территорию объекта, в его локальные зоны, здания, технологические установки;

- контроль критически важных, с точки зрения безопасности объекта, технологических параметров, параметров пожарной безопасности (осуществляется через мониторинг систем АСУТП и пожарной сигнализации);
- управление исполнительными устройствами на объекте, в том числе технологическим оборудованием, в ручном (по команде оператора), полуавтоматическом и автоматическом режимах;
- контроль за действиями персонала объекта и персонала охраны объекта;
- документирование событий;
- автоматическая передача тревожной информации с охраняемого объекта на пост централизованной охраны (ПЦО).

3.2.9. Здания, сооружения и инженерные сети

При строительстве и реконструкции зданий, инженерных сооружений и инженерных сетей (инженерной инфраструктуры) электрических подстанций должны соблюдаться следующие основные требования:

- оптимизация капитальных затрат за счет применения передовых строительных технологий и материалов, а также типовых и унифицированных строительных решений;
- применение конструкций, материалов и технологий, сохраняющих расчетные и проектные параметры в течение всего срока службы объекта;
- компактность в районах с плотной жилой и промышленной застройкой;
- использование безопасных методов строительства и эксплуатации;
- экологическая и пожарная безопасность, в соответствии с действующим законодательством РК и нормативной базой.

Проектирование, строительство и эксплуатация зданий, сооружений и инженерных сетей электрических подстанций должно выполняться на основе:

- материалов топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, и

экологических изысканий и исследований на площадке строительства подстанции (объем изысканий и исследований должен соответствовать нормативным требованиям и быть достаточным для обоснования технических решений, надежности и безопасности объекта);

- требований ПУЭ (в том числе с учетом предельных значений расчетно-климатических условий для выбранного района строительства);
- требований норм технологического проектирования;
- расчетов зданий и сооружений на устойчивость, в том числе с использованием сертифицированных программ пространственного моделирования;
- применения технических решений по конструкциям и сооружениям обеспечивающих их надежность при воздействии динамических нагрузок;
- использования методов мониторинга и диагностики текущего состояния зданий, сооружений и инженерных сетей электрических подстанций в период их эксплуатации.

Фасадные части зданий и сооружений закрытых подстанций, ТП и РП располагающихся в зоне городской застройки, должны вписываться в окружающий архитектурный ландшафт.

Строительные конструкции зданий и инженерных сооружений электрических подстанций, закрытых ТП и РП должны обеспечивать требуемую надежность при их сроке эксплуатации не менее 50 лет.

Генеральный план и компоновочные решения подстанций, а также объемно-планировочные решения зданий и сооружений, расположенных на её территории, должны обеспечивать:

- удобство эксплуатации;
- возможность проведения регламентных и ремонтных работ, в том числе связанных с заменой крупногабаритного оборудования;
- условия для оперативной ликвидации чрезвычайных ситуаций.

3.3. Линии электропередачи

Проектирование и строительство воздушных и кабельных линий электропередачи распределительных электрических сетей должно выполняться на основе утвержденных: Схемы электроснабжения сетей 35 кВ и выше г. Астаны на период развития до 2030г и Схем развития сетей 6-20 кВ.

3.3.1. Воздушные линии электропередачи

Основные требования к ВЛ 110-220 кВ изложены в «Общих технических требованиях к воздушным линиям электропередачи 110-750 кВ нового поколения» и «Нормах технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ» (СО 153-34.20.121-2006).

3.3.1.1. Требования к воздушным линиям электропередачи

Выбор конструктивных решений и технических параметров ВЛ 0,4-110 -220 кВ должен производиться с учётом расчётных климатических условий и в соответствии с требуемым уровнем надежности работы линий в распределительной сети.

Основными направлениями технического развития ВЛ являются:

- повышение безопасности при строительстве и эксплуатации;
- применение конструкций, материалов, элементов и оборудования, обеспечивающих надежность, оптимальные затраты при строительстве, техническом перевооружении;
- внедрение передовых технологий мониторинга о текущем состоянии элементов ВЛ (проводов, опор, изоляции, ВОЛС на ВЛ и т.д.);
- оснащение ВЛ 6-110-220 кВ датчиками определения мест повреждения в линиях;

- создание воздушных линий электропередачи, требующих минимальные эксплуатационные затраты;
- создание компактных воздушных линий, занимающих минимальные площади на местности;

На вновь строящихся линиях все элементы ВЛ должны быть рассчитаны на механические нагрузки в соответствии с требованиями ПУЭ.

В распределительных электрических сетях АО «Астана-РЭК» должны применяться сертифицированные и аттестованные для применения опоры, изготовленные из железобетона и металла.

Рекомендуется применять:

- на ВЛ 35-220 кВ в качестве промежуточных опор железобетонные центрифугированные стойки и анкерно-угловые и промежуточные металлические опоры.
- на магистралях ВЛ 6-20 кВ железобетонные опоры из вибрированных или центрифугированных стоек в т.ч. и в габаритах 35, 110 кВ, допускается применение стальных опор;
- на ответвлениях ВЛ 6-20 кВ и ВЛ 0,4 кВ рекомендуется применять железобетонные опоры из вибрированных стоек.

Срок службы ВЛ 0,4-20 кВ должен составлять не менее 40 лет, а для ВЛ 35-110 -220 кВ - не менее 50 лет.

3.3.1.2 Опоры

На ВЛ 35-220 кВ опоры должны обеспечивать надёжность работы в течение всего срока эксплуатации, также безопасность персонала при выполнении работ в процессе эксплуатации (подъём на опору, работу на траверсах и т.д.).

При применении стальных опор необходимо обеспечить коррозионную стойкость на весь срок службы опоры, посредством нанесения защитного покрытия. Приоритетными методами защиты стальных опор следует считать методы горячего или термодиффузионного оцинкования.

Конструкции опор ВЛ напряжением 35-110 -220 кВ должны быть вандалоустойчивыми, иметь возможность подвески как одной, так и нескольких цепей, а также отвечающих правилам технической и архитектурной эстетики.

Срок эксплуатации опор ВЛ 35-110 -220 кВ должен составлять не менее 50 лет.

Срок эксплуатации опор ВЛ 0,4-20 кВ должен составлять не менее 40 лет.

3.3.1.3.Фундаменты

Тип фундаментов опор ВЛ 35-110-220 кВ должен выбираться на основе результатов инженерно-геологических, гидрологических, экологических изысканий, климатических особенностей и сейсмической активности в районе строительства с учетом конструктивных особенностей опор, сечения провода, длин пролетов, суммарных нагрузок от элементов опор (вес опор, проводов, изоляции, устанавливаемого оборудования, тяжёлых проводов и грозозащитных тросов), а также нагрузок от внешних воздействий (ветер, гололёд). При выборе типа фундаментов опор следует отдавать предпочтение фундаментам, оказывающим наименьшее разрушающее воздействие на структуру грунтов.

Принцип закрепления в грунте опор ВЛ 0,4-20 кВ необходимо выбирать в соответствии с рекомендациями унифицированных типовых проектных решений.

3.3.1.4. Провода и грозозащитные тросы

На ВЛ 35-110 -220 кВ, как правило, должны применяться сталеалюминевые провода со стальным сердечником.

В качестве грозозащитных тросов должны применяться грозозащитные тросы со встроенными волоконно-оптическими кабелями связи;

Срок службы проводов и грозозащитных тросов на ВЛ напряжением 35-110-220 кВ должен быть не менее 50 лет.

На магистралях ВЛ 6-20 кВ следует применять неизолированный провод типа АС или защищенный провод сечением не менее 70 мм². На отпайках от магистралей допускается применение проводов типа АС (СИП-3) сечением не менее 35мм².

Защищенные провода типа СИП-3 рекомендуется применять на ВЛ 6-35 кВ в следующих случаях:

- при прохождении трассы ВЛ по населенной местности;
- при отсутствии возможности соблюдения габаритных расстояний при прохождении ВЛ в стеснённых условиях;
- при совместной подвеске с ВЛ 0,4 кВ.

При новом строительстве и реконструкции ВЛ 0,4 кВ должны применяться:

- самонесущие изолированные провода типа СИП-2;
- самонесущие изолированные провода СИП-4.

Монтаж проводов линий электропередачи, выполненных СИП, может осуществляться, как на опорах, так и по фасадам зданий и сооружений.

ВЛ 0,4 кВ с распределенной нагрузкой по длине линии должны выполняться с использованием самонесущих изолированных проводов сечением не менее 70мм². Для подключения отдельных потребителей, в т.ч. ответвления от линии, может использоваться СИП меньшего сечения, но не менее 25 мм².

Срок службы проводов СИП должен быть не менее 40 лет.

3.3.1.5. Линейное коммутационное оборудование

Для оптимизации режимов работы, повышения надёжности электроснабжения потребителей, сокращения затрат на эксплуатацию и ремонтно-восстановительные работы, необходимо автоматизировать сети 6-20 кВ посредством:

- автоматического ввода резерва;
- секционирования ВЛ;
- организации систем автоматического повторного включения как на линейных выключателях центров питания, так и на секционирующих пунктах ВЛ;
- отключения ответвлений ВЛ;
- оснащения устройствами определения мест повреждения ВЛ, в том числе индикаторами неисправности;
- организации мониторинга за текущим состоянием проводов, в т.ч. их температуры нагрева.

Пункты секционирования с вакуумными выключателями и пункты автоматического включения резерва необходимо устанавливать на магистральных линиях 6-20 кВ при наличии технико-экономического обоснования.

Фидера ВЛ, напряжением 6-20 кВ, должны быть оснащены устройствами однократного или двукратного АПВ на головном выключателе линии и на секционирующих пунктах.

Пункты АВР и секционирующие пункты должны быть оснащены вакуумными выключателями и микропроцессорными устройствами РЗА.

Для секционирования магистральных линий 6-20 кВ следует применять вакуумные выключатели наружной установки (реклоузеры), с микропроцессорными блоками управления, позволяющие программировать работу выключателей под требуемые режимы работы.

Для отключения ответвлений от магистрали, длина которых составляет более 1,5 км, рекомендуется устанавливать современное коммутационное оборудование в голове этих ответвлений.

С целью повышения управляемости и контролируемости за работой электрической сети, все системы автоматизации должны работать с возможностью передачи информации на диспетчерский пункт о текущем состоянии оборудования, а также обеспечивать возможность телеуправления данным оборудованием.

3.3.1.6. Линейная арматура и изоляторы

Для применения в АО «Астана-РЭК» линейная арматура, изоляторы и материалы должны быть сертифицированы и аттестованы, и выбираться с учетом расчетно-климатических условий и условий загрязнения.

На ВЛ 35-110 -220 кВ рекомендуется применять:

- полимерные и стеклянные изоляторы;
- линейную сцепную, натяжную, поддерживающую и защитную арматуру со сроком службы, не менее срока службы проводов, спиральную арматуру;
- полимерные изолирующие траверсы;

На ВЛ 6-20 кВ рекомендуется применять:

- подвесные стеклянные изоляторы;
- полимерные изолирующие траверсы;
- штыревые стеклянные и фарфоровые изоляторы с проушиной, с применением спиральной вязки для проводов СИП-3 и АС.

На ВЛ напряжением до 1 кВ рекомендуется применять линейную арматуру для самонесущего изолированного провода (СИП-2, СИП-4).

Соединения и ответвления проводов на ВЛ 0,4 кВ допускается выполнять только с применением специальных зажимов, соответствующих типу самонесущего провода.

Соединения ответвлений к вводам ВЛ с внутренней проводкой должно осуществляться с применением ответвительных одноразовых, прокалывающих, герметичных зажимов со срывной головкой без возможности их демонтажа.

Линейная арматура должна быть необслуживаемая и соответствовать сроку эксплуатации ВЛ.

Линейная арматура по возможности должна обеспечивать:

- выполнение работ без снятия напряжения;
- предотвращение образования гололеда;
- недопущение налипания мокрого снега.

3.3.1.7. Защита от грозových перенапряжений

ВЛ 110-220 кВ должны быть защищены по всей длине от грозových перенапряжений и прямых попаданий молний грозозащитными тросами.

Применение на ВЛ 6-20 кВ ограничителей перенапряжений, длинно-искровых разрядников, мультикамерных разрядников должно обеспечивать защиту:

- от перенапряжений и пережога проводов на ВЛ с защищенными проводами;
- подходов к распределительным устройствам подстанций;
- изоляции ВЛ от высокой грозовой активности;
- коммутационного оборудования;
- кабельных муфт;
- мест пересечений ВЛ с инженерными сооружениями; .

3.3.1.8 Мероприятия по приведению состояния действующих ВЛ к требованиям ПУЭ.

При проведении ремонтов и реконструкций ВЛ, построенных с соблюдением требований ПУЭ и предусматривающих полную замену опор и проводов на отдельных участках ВЛ (в

анкерных пролётах), восстановление этих участков должно производиться с учётом требований ПУЭ.

При необходимости частичной замены опор и проводов, без увеличения их сечения, (объёмом работ до 50%) в анкерных пролётах вышеуказанных воздушных линий, допускается руководствоваться требованиями ПУЭ.

На воздушных линиях электропередачи с высокой степенью физического износа (более 50%), необходимо выполнять реконструкцию и техническое перевооружение ВЛ в целом.

При восстановлении анкерных участков ВЛ 6-220 кВ, с учётом применения требований ПУЭ, а также при полной реконструкции существующих ВЛ 6-220 кВ, расположенных в местах, не представляющих возможность расставить опоры в соответствии с новыми расчётными условиями или изменить направление трассы ВЛ, рекомендуется применять опоры с характеристиками, позволяющие с сохранением существующих мест установки опор на местности, осуществить реконструкцию ВЛ.

В данном случае, металлические опоры должны изготавливаться по индивидуальным характеристикам, определяемым при проектировании ВЛ.

Ответвления от ВЛ 0,4 кВ к вводам в здания и сооружения должны быть выполнены самонесущими изолированными проводами с применением СИП-4. Соединения ответвлений ВЛ с внутренней проводкой, должно осуществляться с применением ответвительных одноразовых, прокалывающих, герметичных зажимов со срывной головкой. Применение данных зажимов является контролирующим и защитным фактором от несанкционированного доступа к местам соединений с целью хищения электроэнергии.

3.3.2. Кабельные линии электропередачи

Кабельные линии электропередачи должны проектироваться и строиться на основе утвержденных Схем перспективного развития сетей на расчётный период.

3.3.2.1. Требования к кабельным линиям

Применяемые кабели и кабельная арматура должны соответствовать требованиям действующей нормативно-технической базы.

Прокладка кабельных линий должна осуществляться при наличии исходно-разрешительной документации и согласований со всеми заинтересованными организациями.

Трассы кабельных линий должны выбираться с учетом наименьшего расхода кабеля и обеспечения его сохранности при механических воздействиях.

В зонах городской застройки рекомендуется применять петлевые схемы прокладки кабелей.

Учитывая высокую насыщенность городских территорий инженерными сооружениями, а также с целью обеспечения возможности осуществления реконструкции и прокладки новых КЛ, рекомендуется в районах жилой застройки городов выполнять кабельную канализацию и кабельные туннели.

Соединения КЛ с ВЛ напряжением 35-110-220 кВ в городской черте должно осуществляться в сооружаемых переходных пунктах закрытого типа. При согласовании конструктивных решений допускается соединение КЛ с ВЛ на специальных переходных опорах.

3.3.2.2. Требования к силовым кабелям

Силовые кабели должны обеспечивать:

- требуемую пропускную способность в соответствии с техническими условиями на кабельную продукцию и условиями прокладки;
- термическую устойчивость при коротком замыкании;
- нормированные уровни изоляции;
- низкие диэлектрические потери;

- минимальную массу и габариты, облегчающие его прокладку в кабельных сооружениях и в земле на сложных участках;
- влагостойкость и коррозионную защиту;
- минимально возможный радиус изгиба;
- возможность прокладки на трассах с неограниченной разностью уровней;
- возможность прокладки кабелей при температуре до -20°C без предварительного подогрева;
- минимальные затраты на эксплуатацию и ремонт кабельных линий;
- стойкость к механическим повреждениям;
- большие строительные длины;
- при необходимости применять силовые кабели со встроенным оптоволоконном;
- экологичность и безопасность.

В кабельных сооружениях и производственных помещениях должны применяться кабели, не распространяющие горение и с низким выделением токсичных газов.

Кабельные линии напряжением 6-220 кВ рекомендуется выполнять кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена.

3.3.2.3. Требования к кабельной арматуре

Для кабелей с бумажной пропитанной изоляцией и с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение от 1 до 35 кВ, включая муфты на трехжильный кабель в одной оболочке должна применяться:

- термоусаживаемая кабельная арматура;
- кабельная арматура холодной усадки;

Трубки и изоляторы концевых муфт наружной установки, используемые на кабелях с бумажно-пропитанной изоляцией и с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжении 6-35 кВ, должны:

- противостоять трекинговым явлениям;
- быть устойчивыми к эрозии и ультрафиолетовому излучению;
- сохранять характеристики при перепадах температуры;
- сохранять работоспособность в различных условиях эксплуатации.

Термоусаживаемая кабельная арматура должна быть выполнена из негорючих материалов для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена и с бумажно-пропитанной изоляцией на напряжение от 1 до 20 кВ.

При установке кабельных муфт, не распространяющих горение, в коллекторах допускается не устанавливать дополнительные защитные кожухи.

3.3.2.4. Защита от перенапряжений кабельных линий

Для защиты КЛ 35-220 кВ от коммутационных перенапряжений должны устанавливаться нелинейные ограничители перенапряжений, во взрывобезопасном исполнении, с фарфоровой или полимерной (силиконовой) изоляцией, не требующие обслуживания в течение всего срока эксплуатации.

Для защиты КЛ напряжением 6-35 кВ от однофазных замыканий на землю в сетях с изолированной нейтралью, а также для исключения перехода ОЗЗ в многофазное КЗ, рекомендуется применять устройства релейной защиты, действующей на отключение поврежденных линий.

В кабельных сетях, находящихся в эксплуатации для ограничения перенапряжений, локализации возможных повреждений, а также с целью повышения безопасности и надежности КЛ, рекомендуется применять плавно регулируемые дугогасящие реакторы с автоматическими регуляторами настройки компенсации.

Во вновь строящихся кабельных сетях рекомендуется, наряду с применением плавно регулируемых дугогасящих реакторов с автоматическими регуляторами настройки компенсации, при техническом обосновании, производить заземление нейтрали через высокоомный

или низкоомный резисторы, в зависимости от расчетного режима сети.

3.3.2.5. Требования к технологиям прокладки кабельных линий

Работы по прокладке новых и реконструкции существующих кабельных линий всех классов напряжений должны проводиться на основании инженерно-геологических изысканий грунтов в зоне их прокладки. Предпочтительной является прокладка кабельных линий в земле (траншее). Трасса кабельных линий при прокладке в грунте должна выбираться за пределами охранных зон автомобильных дорог, железнодорожных путей, инженерных коммуникаций и зон зеленых насаждений.

При строительстве новых КЛ или реконструкции существующих в черте города, на территории промышленных предприятий, при пересечении транспортных коммуникаций и других искусственных или естественных препятствий, рекомендуемым способом прокладки, является горизонтальное направленное бурение.

На территории подстанций и распределительных устройств кабельные линии рекомендуется прокладывать по эстакадам, в туннелях, коробах, каналах до ограждения подстанций.

В подстанционном туннеле кабельные линии напряжением 6-20 кВ должны прокладываться, как правило, без устройства соединительных муфт.

В кабельных сооружениях рекомендуется прокладывать кабельную продукцию целыми строительными длинами.

Прокладка силовых кабелей пучками или многослойно не допускается.

При прокладке кабелей в кабельных сооружениях необходимо выполнять следующие требования:

- применять кабели с изоляцией в оболочке из материала, не поддерживающего и не распространяющего горение;
- применять металлоконструкции в кабельных сооружениях с цинковым антикоррозионным покрытием;
- исключать совместную прокладку в кабельных сооружениях кабелей 6-35 кВ с кабелями высокого напряжения, за исключением технологических кабелей подземного сооружения;
- прокладывать взаимно резервируемые кабели по различным кабельным трассам или разносить их по разным сторонам/уровням кабельных сооружений с целью исключения возможности их одновременного повреждения;
- отделять технологические кабели от силовых кабелей негорючей перегородкой с пределом огнестойкости не менее 0,25 часа;
- оборудовать кабельные сооружения устройствами пожарной и охранной сигнализации с выводом предупредительных и тревожных сигналов на диспетчерский пункт АО «Астана-РЭК»

3.3.2.6 Диагностика и испытания кабельных линий

Для определения технического состояния силовых кабелей должны применяться неразрушающие методы диагностики изоляции кабеля, а также применяться устройства диагностики и мониторинга, информирующие о текущем состоянии кабеля и предупреждающие о его возможном повреждении, в том числе внедрение системы температурного мониторинга

3.4. Ограничения по применению оборудования и материалов

Запрещаются к применению при реконструкции, техническом перевооружении и новом строительстве распределительных электросетевых объектов:

На ПС 35-220 кВ:

- схемы первичных соединений ПС 35-110 -220 кВ с отделителями и короткозамыкателями;

- схемы первичных соединений ПС 35-110-220 кВ с безпортальным приемом ВЛ;
- трансформаторы и реакторы со сроком службы менее 30 лет;
- воздушные и масляные выключатели;
- гидравлические и пневматические привода к высоковольтным выключателям;
- разъединители с фарфоровой опорно-стержневой изоляцией с ручным приводом;
- ТН с емкостными делителями для систем АСКУЭ;
- аккумуляторные батареи открытого исполнения, с гелиевым электролитом и со сроком службы менее 15 лет;
- вентильные разрядники всех типов;
- гибкие изолированные проводники для присоединения автоматов отходящих линий к шинам 0,4 кВ на щитах СН подстанций;
- открытые шкафы собственных нужд, в которых не обеспечена защита персонала от поражения электрическим током.

На ТП 6-20/0,4 кВ, РП 6-20 кВ:

- комплектные трансформаторные подстанции 6-20/0,4 кВ шкафного типа с вертикальным расположением оборудования;
- трансформаторы с расчётным сроком службы менее 30 лет;
- воздушные выключатели и малообъёмные масляные выключатели;
- негерметичные силовые трансформаторы марки ТМ;
- распределительные пункты, выполненные из отдельных ячеек КРУН;
- вентильные разрядники серии РВО.

На воздушных линиях 35-220 кВ:

- полимерные изоляторы серии ЛП и ЛПИС с оболочкой из полиолефиновой композиции;
- полимерные изоляторы, изготовленные методом пореберной сборки защитной оболочки;
- стальные грозозащитные тросы без антикоррозионного покрытия и без оптоволоконного кабеля;
- вентильные и трубчатые разрядники;
- лакокрасочные покрытия и технологии их нанесения для металлоконструкций опор, не обеспечивающие срок службы опоры - 50 лет;
- гасители вибрации одночастотные типа ГВН.

На воздушных линиях 0,4-20 кВ:

- при реконструкции и новом строительстве неизолированные провода на ВЛ напряжением 0,4 кВ;
- неизолированные провода марки А (алюминий);
- полимерные изоляторы серии ЛП и ЛПИС с оболочкой из полиолефиновой композиции и изоляторы, изготовленные методом пореберной сборки защитной оболочки;
- полимерные изоляторы, изготовленные методом пореберной сборки защитной оболочки;
- устройства защиты от повреждений при воздействии электрической дуги и искровые промежутки на ВЛЗ 6-20 кВ (за исключением длинно-искровых разрядников);
- трубчатые разрядники 6-10 кВ.

На кабельных линиях:

- силовые маслонаполненные кабели напряжением 35-110-220 кВ;
- силовые кабели, не отвечающие действующим требованиям по пожарной безопасности и выделяющие большие концентрации токсичных продуктов при горении.

3.5. Электромагнитная совместимость

Мероприятия по электромагнитной совместимости технических средств должны отвечать требованиям нормативно-технических документов по ЭМС и обеспечивать:

- защиту оборудования подстанций, а также электронных и микропроцессорных устройств от электромагнитных помех;
- выравнивание потенциала на заземленном оборудовании и в контуре заземления подстанции;
- защиту от статического и наведенного электрического потенциала.

Электромагнитные воздействия не должны приводить к повреждению и нарушениям в работе вторичного оборудования, систем защиты, управления и связи.

Все электронные и микропроцессорные устройства, установленные на электросетевых объектах, должны быть испытаны на помехоустойчивость в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51317.6.5.

В проектах, на строительство новых трансформаторных подстанций, их технического перевооружения или реконструкции, а также при применении на подстанциях отдельных микропроцессорных и электронных устройств, должен разрабатываться раздел по ЭМС. В данном разделе должны определяться мероприятия по обеспечению электромагнитной обстановки, при которой обеспечивается надежная работа вторичного оборудования, систем защиты, управления и связи исключающее их повреждение от электромагнитного воздействия.

При вводе трансформаторных подстанций в эксплуатацию должна проводиться проверка электромагнитной обстановки на территории объекта с выполнением условий ЭМС.

3.6. Метрологическое обеспечение

Целью метрологического обеспечения производства в АО «Астана-РЭК» является обеспечение единства и требуемой точности измерений во всех производственных процессах при осуществлении деятельности по приему, преобразованию, передаче и распределению электрической энергии.

Приоритетными направлениями Технической политики в области метрологического обеспечения являются:

- организация приведения нормативной документации и стандартов в области метрологического обеспечения в соответствие требованиям законодательства РК;
- внедрение современных методов и средств измерений (СИ), автоматизированного контрольно-измерительного оборудования, оснащения лабораторий современными установками для калибровки/поверки средств измерений и эталонными средствами, необходимой вычислительной техникой, транспортными средствами;
- метрологического обеспечения с повышенной точностью для инновационных типов нового оборудования;
- разработка стандартов организации по созданию системы метрологического обеспечения на всех этапах, начиная с планирования работ до выборочного контроля качества их выполнения;
- проведение аккредитации на техническую компетентность метрологической службы.

Все СИ, применяемые на объектах АО «Астана-РЭК», должны отвечать следующим требованиям:

- СИ должны иметь свидетельства (сертификаты) об утверждении типа, зарегистрированного в Государственном реестре СИ, допущенных к применению в РК, и находиться в исправном состоянии;
- метрологические характеристики СИ должны соответствовать нормам точности измерения конкретного измеряемого параметра, согласно действующим государственным и отраслевым нормативным требованиям по обеспечению единства измерений;
- вновь устанавливаемые (при аварийной или плановой замене) СИ должны быть

аттестованы на соответствие требованиям АО «Астана РЭК»;

- СИ должны быть поверены (калиброваны) в установленном порядке иметь действующие свидетельства и/или клеймо о поверке (калибровке), запись в эксплуатационных документах на СИ.

Измерения (за исключением прямых измерений) должны выполняться по аттестованным в установленном порядке методикам (методам) измерения.

Должны быть исключены из цикла измерений во всех производственных процессах при осуществлении деятельности по приему, преобразованию, передаче и распределению электрической энергии СИ, не имеющие свидетельства (сертификата) утверждения типа, допущенного к применению в РК (не зарегистрированные в Государственном реестре СИ).

Осуществляться плановая замена СИ, имеющих сверхнормативный износ, реализуемая в рамках программы модернизации СИ по следующим направлениям:

- полная модернизация СИ в сфере государственного регулирования;
- модернизация СИ, используемых для мониторинга технологических параметров оборудования и сети.

Приоритетом является замена изношенных СИ на многофункциональные СИ нового поколения (цифровые, имеющие возможность передачи сигнала на расстояние) с увеличенным межкалибровочным, межповерочным интервалом.

3.7. Эксплуатация распределительных сетей и организация ремонтов

Организация эксплуатации распределительных электрических сетей должна быть направлена на:

- обеспечение надежного (безаварийного) функционирования сетей;
- повышение управляемости и автоматизации электросетевых объектов;
- сокращение времени и частоты отключения потребителей;
- снижение эксплуатационных издержек и потерь электрической энергии;
- внедрение надежных методов и средств диагностики технического состояния оборудования сетей без его отключения;
- создание необходимого эксплуатационного и аварийного запаса оборудования, изделий и материалов по условиям надежности и риска отказа, а также условий их доставки до мест установки.

Одним из шагов, обязательных для выполнения этих задач, является внедрение современной системы управления активами, техническим обслуживанием и ремонтными работами.

Оценку технического состояния электротехнического оборудования, конструкций, изделий и материалов рекомендуется выполнять с использованием критериев надежности и срока службы оборудования на основе разработанных и утвержденных методик определения (расчета) физического износа электросетевых объектов.

Решение о продлении сроков эксплуатации элементов электрической сети должно приниматься на основании:

- данных о текущем состоянии оборудования, конструкций и изделий, формируемых по материалам документальных и технических аудитов;
- результатов проведения функциональной диагностики и испытаний, а также с учетом оценки выявленных дефектов и вероятности их развития до отказов или аварийных ситуаций.

Технические требования к организации ремонтов в распределительных электрических сетях:

- переход к организации ремонтов на принципах выполнения работ по критериям технического состояния сетей для существующего оборудования со сроком эксплуатации не более 25 лет для остального оборудования установить периодичность

- работ по ТОиР с определением эффективного минимума ключевых характеристик его эксплуатации;
- сокращение продолжительности и объемов выполнения ремонтных работ;
 - переход к ремонтам электрических сетей под напряжением.

Для организации ремонтов электрических сетей под напряжением необходимо:

- повышать механическую прочность конструктивных элементов и оптимизировать изоляционные расстояния для обеспечения устойчивой работы электроустановок при внешних воздействиях;
- применять упрощенные конструкции аппаратов с видимым разрывом и заземляющими устройствами;
- применять оборудование, изделия и материалы, с большим эксплуатационным ресурсом не требующих технического обслуживания и ремонтов в течение срока службы;
- устанавливать коммутационные аппараты с большим числом включений/отключений (не менее 12000 циклов) и конструктивно выполненными под их обслуживание под напряжением;
- использовать арматуру, приспособленную для удобного отсоединения и подключения элементов сети под напряжением;
- применять изоляторы новых конструкций, позволяющих выполнять ТОиР проводов и шин под напряжением;
- применять устройства РЗА, обеспечивающие самоконтроль исправности и готовность к работе, не требующие отключения электроустановок для ремонтов и проверок, с возможностью ввода режима «работа на объекте» с автоматическим запретом функций АПВ и АВР;
- применять защитные средства, устройства и ограждения, обеспечивающие безопасную работу персонала на не отключённых токоведущих частях.

Планирование ремонтов должно осуществляться на основе оценки текущего технического состояния электрооборудования и с учетом его важности в цепи передачи электрической энергии конечному потребителю.

Организация ремонтов должна осуществляться с учетом:

- совершенствования методов организации управления и планирования ремонтами;
- анализа показателей технического состояния оборудования и электросетевых объектов в целом до и после ремонта по результатам диагностики;
- функционального выделения персонала для работ по техническому обслуживанию и ремонтам;
- применения новых технологий обслуживания и ремонта;
- применения для проведения ремонтов современных, высокотехнологичных и безопасных оборудования, инструментов и приспособлений;
- обучения и регулярного проведения тренировок персонала;
- применения методов проведения ремонтов для различных типов оборудования с учетом факторов риска и надежности;
- повышения надежности и безопасности работы оборудования, снижения аварийности и несчастных случаев;
- моделирования показателей эффективности электрической сети при различных вариантах ремонтных схем, а также гибкости и возможности изменения схем электрических сетей;
- расчетов вероятности отказов и времени ремонта оборудования.
- разработки и совершенствования нормативно-технической, методической документации и технологических карт на выполнение ремонтов.

3.7.1 Создание единой системы управления распределенными ресурсами для производства аварийно-восстановительных работ при сложных технологических нарушениях природного и техногенного характера

Повышение надежности функционирования электрической сети должно реализовываться через сбалансированные решения двух основных задач:

- повышение физической (механической устойчивости) объектов электросетевого комплекса к форс-мажорным воздействиям;
- развитие системы управления распределенными ресурсами при производстве аварийно-восстановительных работ на объектах электроэнергетики в условиях чрезвычайной ситуации (далее - СУРР АВР ЧС) с целью оперативного восстановления электроснабжения потребителей.

Учитывая низкую периодичность возникновения массовых (сложных) технологических нарушений, а также значительную площадь территории, занимаемой объектами распределительных электрических сетей, приоритет должен отдаваться внедрению СУРР АВР ЧС, над полномасштабным усилением (заменой) электросетевых объектов.

СУРР АВР ЧС должна повышать эффективность принятия управленческих решений при производстве аварийно-восстановительных работ в электросетевом комплексе, обеспечивать контроль их реализации и информирования руководства АО «Астана-РЭК».

Систему предполагается использовать при возникновении аварий и ЧС распределительном электросетевом комплексе на объектах напряжением 0,4-110 кВ, находящегося на балансе АО «Астана-РЭК».

Система должна представлять собой автоматизированный программный комплекс, формируемый на базе геоинформационной платформе и обеспечивающий:

- автоматизацию сбора и представления информации о последствиях аварий и чрезвычайных ситуаций и ходе проведения аварийно-восстановительных работ, а также обеспечение доступа к ней всех заинтересованных лиц;
- эффективное управление ресурсами, задействованными при ликвидации аварий и чрезвычайных ситуаций, в том числе обеспечение соответствия привлекаемых ресурсов (количество и профиль бригад, спецтехники и материалов) масштабам и конкретным видам аварийно-восстановительных работ;
- визуализацию представляемой информации аварийно-восстановительных работ, с возможностью масштабирования, получения информации об электросетевом объекте, в том числе о наличии и размещении ресурсов, используемых при их производстве, а также другой справочной информации.

Программа по внедрению СУРР АВР ЧС должна включать в себя следующие основные направления:

- разработку административных регламентов взаимодействия организаций и ведомств, создание единого координационного органа на базе действующего ситуационно-аналитического центра г. Астана;
- формирование в каждом подразделении модуля аварийного запаса, а также общей базы данных о наличии аварийного запаса оборудования и материалов, аварийно-восстановительных бригад (с указанием профиля и квалификации персонала), специальной техники и механизмов. Для каждого ресурса должна быть описана логистика и другие параметры, характеризующие оперативность развертывания ресурса;
- разработку и внедрение автоматизированных систем управления распределенными ресурсами при АВР ЧС на базе геоинформационных систем (ГИС), позволяющих в режиме реального времени контролировать объекты, наличие и движение ресурсов (бригад, техники, материалов и т.п.); интеграция базы данных ресурсов в автоматизи-

- зорованную систему;
- разработку и внедрение современных средств мониторинга и диагностики территориально-распределенных объектов электросетевого комплекса;
- дистанционной диагностики параметров электросетевого оборудования с определением состояния изоляции, температуры токоведущих частей, химического состава изоляционных материалов;
- программно-технические комплексы, обрабатывающие поступающие с электросетевых объектов данные телеметрии и позволяющие осуществлять дистанционное управление объектами.

3.7.2. Построение оптимальных модулей и стратегии аварийно-восстановительных работ

Для ликвидации последствий аварийных ситуаций необходимо создать модульную систему складирования и хранения аварийного запаса, состоящего из:

- опор линий электропередачи;
- проводов;
- линейной арматуры;
- кабельной продукции для организации временного электроснабжения потребителей;
- передвижных подстанций, а также мобильных аварийных и резервных электростанций для организации временного электроснабжения потребителей.

К каждому модулю должен быть приписан набор технических средств, находящийся на балансе предприятия и штатное расписание аварийных бригад, закреплённых за каждым модулем, сформированное из работников соответствующих специальностей.

Место нахождения модуля должно располагаться на охраняемой территории.

Аварийный запас должен храниться в специально отведенных местах. Запрещается его хранение вместе с материалами и оборудованием, предназначенными для плановых ремонтов и других работ.

Хранение материалов, и конструкций должно обеспечивать их исправное состояние, возможность быстрого получения и погрузки.

Техническое состояние аварийного запаса должно периодически проверяться инженерно-техническим персоналом но не реже двух раз в год. При выявлении каких-либо нарушений в комплектовании или хранении аварийного запаса необходимо немедленно принимать меры к их устранению.

Аварийный запас должен создаваться и пополняться из централизованных поступлений материальных ресурсов, выделяемых на ремонтно-эксплуатационные нужды электрических сетей, а формироваться за счет оборотных средств.

На напряжении 35-110 кВ в качестве изоляторов рекомендуется применять полимерные изоляторы, имеющие меньшие весовые характеристики и позволяющие производить их быстрый монтаж.

Запас кабельной продукции должен состоять из кабелей с пластмассовой изоляцией, и укомплектован быстромонтируемой арматурой (соединительными и концевыми муфтами наружной установки).

Набор технических средств аварийных бригад должен обеспечивать бесперебойный ритм аварийно-восстановительных работ за минимальный промежуток времени и должен включать:

- средства для транспортировки опор или другой автотранспорт высокой проходимости для перевозки элементов опор, проводов, линейной арматуры, кабельной продукции;
- бурильно-крановые машины (БКМ) для сверления котлованов под опоры диаметром 350 мм и 800 мм;
- автокраны грузоподъёмностью обеспечивающей установку опор ВЛ;

- бульдозеры для расчистки территории и доставки в случае необходимости опор и материалов к месту их установки и монтажа;
- автовышки для монтажа линейной арматуры и проводов;
- автотранспортные средства высокой проходимости для доставки ремонтных бригад к месту производства аварийно-восстановительных работ;
- передвижные электростанции для обеспечения электроэнергией мест аварийно-восстановительных работ;
- инструмент необходимый для осуществления аварийно-восстановительных работ, в т.ч. сварочный аппарат, работающий от передвижной электростанции.

Объём модуля, по хранившимся там ресурсам (опоры, провода, линейная арматура, кабельная продукция), должен определяться с учётом степени износа электросетевых объектов и их процентной доли в общем объеме сетевой зоны, охватываемой данным модулем.

Количественные данные должны определяться по Методическим указаниям, определяющим величину аварийного запаса, необходимого для ликвидации последствий массовых повреждений электросетевых объектов в результате воздействия погодных аномалий.

3.8. Реконструкция и новое строительство электросетевых объектов

Реконструкция, техническое перевооружение и новое строительство распределительных электрических сетей напряжением 0,4-110-220 кВ должны осуществляться на основе разработанных и утверждённых Схем развития электроэнергетики города.

В Схемах определяются физические объёмы работ и объёмы финансирования по реконструкции, техническому перевооружению и новому строительству, с учётом перспективного развития сетей, их модернизации с разбивкой по годам реализации.

Проектирование, реконструкция, техническое перевооружение и новое строительство электросетевых объектов должно производиться на основе:

- исходно-разрешительной документации и согласований с организациями, чьи интересы затрагивают работы на электросетевых объектах;
- инженерно-геодезических и инженерно-геологических изысканий;
- экологических изысканий;
- санитарных и противопожарных требований.

При реконструкции, техническом перевооружении и новом строительстве распределительных электрических сетей должно применяться современное, малообслуживаемое и необслуживаемое электротехническое оборудование, современные высокотехнологичные изделия и материалы, а также передовые инновационные технологии обслуживания и эксплуатации сетей.

3.9. Диагностика оборудования, формирование АСУ ТОиР, мониторинг распределительных сетей

Диагностика и мониторинг основного оборудования подстанций должна строиться на принципах:

- внедрения неразрушающих методов контроля;
- применения средств диагностики и мониторинга основного оборудования;
- диагностики измерительных трансформаторов, коммутационного оборудования;
- диагностики состояния оборудования и его мониторинг преимущественно без отключения напряжения;
- внедрения единых информационно-диагностических систем для получения оперативного доступа к информации о техническом состоянии оборудования;
- непрерывного контроля показателей качества электроэнергии.

Диагностика и мониторинг кабельных линий

В кабельных сетях следует применять неразрушающие методы диагностики состояния изоляции кабеля с прогнозированием её состояния. Основным методом неразрушающего кон-

троля следует считать контроль зависимости тока утечки от времени и напряжения.

Для решения проблемы защиты кабелей от однофазных замыканий на землю необходимо применять:

- устройства и систему автоматизированного контроля изоляции и технической диагностики;
- внедрение системы температурного мониторинга кабельных линий электропередачи;
- контроль за перенапряжениями в кабельных сетях и состоянием параметров изоляции КЛ;
- контроль за рабочим состоянием коммутационных аппаратов и устройств РЗА, обеспечивающих защиту кабельных линий.

На основе автоматизированной системы управления активами рекомендуется осуществлять техническое обслуживание и ремонт распределительных электрических сетей, базирующейся на объективных данных о техническом состоянии оборудования сетей, его аварийности, ремонтпригодности и степени риска дальнейшей эксплуатации.

3.10. Регламентирование основных технических решений при осуществлении технологических присоединений к электрическим сетям

Присоединение потребителей к распределительным электрическим сетям должно реализовываться на принципах не дискриминационного доступа.

Технические решения, реализуемые при технологическом присоединении потребителей не должны влиять на общую надёжность распределительных электрических сетей соответствующего класса напряжения, а также на качественные (нормированные) показатели электрической энергии. При нарушении данных условий учитывать стоимость услуг на присоединение, выполнение мероприятий, обеспечивающих надлежащий уровень указанных выше показателей.

Принятие решения на технологическое присоединение потребителя к распределительным электрическим сетям должно сопровождаться технико-экономическим обоснованием по предлагаемым вариантам схемных решений и электрическими расчётами с последующим оформлением технических условий на присоединение.

Технологическое присоединение должно осуществляться, как правило, по договору на оказание услуг по присоединению между сетевой организацией и потребителем или потребителем на основании выданных технических условий.

3.11. Мероприятия по внедрению энергосберегающих технологий в электросетевом комплексе

Целью реализации мероприятий по энергосбережению является повышение эффективности функционирования распределительного электросетевого комплекса за счет внедрения комплекса организационных и технических мероприятий, направленных на снижение технических и коммерческих потерь электроэнергии при её передаче.

При строительстве новых и реконструкции существующих электросетевых и инфраструктурных объектов должны применяться строительные материалы, оборудование, изделия и технологии, направленные на энергосбережение и повышение энергетической эффективности, а также не приводящие к существенному росту стоимости строительства.

При выборе энергосберегающих технологий необходимо руководствоваться комплексными подходами, которые должны учитывать результаты энергоаудитов, вариантность предлагаемых технических решений, технологий и оборудования, а также расход энергетических ресурсов на производственные и хозяйственные нужды.

Энергосберегающие технологии должны обеспечивать оптимальную загрузку основного электросетевого оборудования и использование оборудования с низким уровнем технологических потерь электроэнергии.

Применение оборудования и технологий должны исключать несанкционированное (без учетное) потребление электрической энергии. Для соединения ответвлений от ВЛ 0,4 кВ с внутренней проводкой, в качестве ответвительных зажимов, необходимо предусматривать комплекты одноразовых, прокалывающих, ответвительных, герметичных зажимов со срывной головкой (типа ЗПО или аналогичные).

В качестве энергосберегающих элементов и методов на электросетевых объектах рекомендуется применять:

- силовые трансформаторы с уменьшенными потерями электроэнергии;
- двухтарифные (много тарифные) электронные счетчики электроэнергии с классом точности 1.0;
- оборудование собственных нужд с низким энергопотреблением.

В качестве перспективных энергосберегающих технологий, применение которых позволит дополнительно повысить эффективность использования на подстанциях тепловой и электрической энергии, должны рассматриваться:

- технологии утилизации тепла, выделяемого силовыми трансформаторами;
- тепловые насосы, совмещенные комбинированные системы кондиционирования и системы отопления подстанций,
- тепловые накопители;
- системы управления энергопотреблением зданий, основанных на принципах «Smart house».

С целью реализации мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, требуется разработка следующих документов:

- методики нормирования потерь электрической энергии;
- методики многокритериального отбора и оценки энергоэффективности проектов и порядка их реализации;
- регламентирование энергосберегающих мероприятий посредством внедрения системы менеджмента качества, соответствующей требованиям международного стандарта ISO 9001.

3.12. Выполнение требований пожарной безопасности

Пожарная безопасность электросетевых объектов должна отвечать требованиям следующих документов: Закон Республики Казахстан от 19.11.2004 г. «О техническом регулировании» и техническому регламенту «Общие требования пожарной безопасности».

- Правил пожарной безопасности для энергетических предприятий Республики Казахстан РД 34 РК.0-03.301-04 (ППБС РК-19-2004).
- Пожарной безопасности (ППБ-01-03), а также иных документов, содержащих требования по пожарной безопасности и утвержденных в установленном порядке.

Система пожарной безопасности должна быть направлена:

- на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара, в том числе их вторичных проявлений;
- на сохранение и защиту имущества при пожаре;
- на предупреждение причин возникновения пожара.

Система обеспечения пожарной безопасности объекта должна включать в себя:

- систему предотвращения пожара;
- систему противопожарной защиты (в т.ч. по необходимости применение системы автоматического пожаротушения);
- комплекс организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности.

На каждом объекте должны быть разработаны инструкции о мерах по пожарной безопасности, а все работники допускаться к работе после прохождения противопожарного инструктажа.

3.13. Охрана труда и производственный контроль.

Основными направлениями Технической политики в области обеспечения безопасности персонала и производственного процесса является проектирование и строительство зданий, сооружений и электросетевых объектов с применением прогрессивных решений обеспечивающих низкий уровень производственного риска.

Основной целью в области охраны труда является обеспечение безопасных условий труда при осуществлении производственной деятельности путем:

- выполнения нормативных требований в области охраны труда;
- организации профилактической работы по недопущению производственного травматизма и профзаболеваний;
- проведения работы с персоналом в области охраны труда (инструктажи, тренировки, обучение и т.д.);
- обеспечения персонала современными средствами индивидуальной и коллективной защиты, согласно действующим нормативам и требованиям;
- обеспечения условий труда на рабочих местах, отвечающих санитарно гигиеническим требованиям и нормам (аттестация рабочих мест);
- обеспечения допуска к осуществлению производственной деятельности работников, состояние здоровья которых соответствуют характеру выполняемых ими работ;
- проведение медосмотров, реабилитационных мероприятий по восстановлению здоровья, обеспечение санитарно-бытовыми помещениями и т.д.;
- страхования персонала от несчастных случаев на производстве и профзаболеваний.

При техническом обслуживании и проведении регламентных работ необходимо обеспечивать выполнение требований охраны труда и производственный контроль в части:

- оснащения ремонтного и оперативного персонала основными и дополнительными изолирующими средствами, позволяющими проводить работы на не отключённых установках или вблизи токоведущих частей, а также спецодеждой, соответствующей условиям выполнения работ;
- повышения квалификации и регулярного проведения тренировок персонала на специально оборудованных базах, полигонах, в том числе, в искусственно создаваемых там аварийных ситуациях;
- обучения и систематической проверки знаний по технике безопасности.

В целях постановки регулярного управления деятельностью по охране труда необходимо внедрение в АО «Астана-РЭК» на постоянной системной основе мероприятий по охране здоровья и безопасности труда в соответствии с требованиями стандартов, в числе которых OHSAS 18001:2007 и ГОСТ 12.0.230-2007.

3.14. Экология

Техническая политика в области экологии должна быть направлена на снижение негативного воздействия на окружающую среду и рациональное использование природных ресурсов.

Основными принципами Технической политики в области экологии должны явиться:

- учёт приоритета экологической безопасности как составной части национальной безопасности;
 - ответственность за обеспечение охраны окружающей среды при развитии распределительного сетевого комплекса;
- рациональное использование природных ресурсов при передаче, распределении и потреблении электрической энергии.

Мероприятия в области экологии должны предусматривать:

- минимизацию воздействий на окружающую среду при строительстве, реконструкции, расширении и техническом перевооружении электросетевых объектов;

- восстановление и рекультивацию земель, нарушенных в процессе строительства, реконструкции и эксплуатации электросетевых объектов;
- постепенный вывод из эксплуатации маслонаполненного коммутационного оборудования с его поэтапной заменой на оборудование с применением современных, экологически безопасных диэлектриков;
- обустройство системы маслоприемных устройств ПС с использованием современных технологий (полимерных покрытий маслоприемников) с целью соответствия эксплуатации объектов электросетевого хозяйства современным требованиям по охране окружающей среды при строительстве новых подстанций;
- применение оборудования, не требующего специальных мероприятий по его утилизации;
- мероприятия по защите зон жилой застройки от повышенного (выше допустимых санитарных норм) акустического загрязнения, вызванного работой электротехнического оборудования;
- применения самонесущих изолированных и защищенных проводов, позволяющих снизить экологически вредное воздействие от хозяйственной деятельности на окружающую среду;
- обеспечение надлежащего технического состояния автомобильного парка в целях снижения выбросов в атмосферу CO, CO₂ CH₄, а также загрязнение почвы автомобильными маслами и технологическими жидкостями.

В целях реализации принципов Технической политики в области экологии при новом строительстве, реконструкции, расширении и техническом перевооружении **запрещается применять:**

- маслонаполненные высоковольтные вводы;
- маломасляные и масляные выключатели классов напряжений 6-220 кВ;
- маслонаполненные кабели всех уровней напряжения;
- установки стационарных батарей из негерметичных свинцово-кислотных аккумуляторов, выделяющих водород при работе зарядных устройств;
- оборудование, содержащее иные опасные и токсичные вещества.

В целях организации регулярного управления деятельностью в области экологии, рекомендуется внедрение в АО «Астана-РЭК» системы экологического менеджмента в соответствии с требованиями казахстанских и международных стандартов, в том числе ISO 14001:2004.

3.15. Система управления рисками

При реализации Технической политики в АО «Астана-РЭК» должна быть разработана и эффективно функционировать система управления рисками (далее – СУР), необходимая для унификации единых принципов организации, реализации и контроля процессов управления рисками.

Основные цели, достигаемые за счет использования СУР:

- обеспечение непрерывности передачи электроэнергии;
- сохранение активов и поддержание эффективности бизнеса;
- обеспечение разумной гарантии достижения стратегических задач.

Принципы и требования, предъявляемые при создании и функционировании СУР:

- системный подход;
- конкретный субъект ответственности за управление рисками;
- кросс-функциональное взаимодействие между структурными подразделениями;
- единый информационный канал;
- разделение уровней принятия решений;
- привязка к целям;
- движение рисков снизу вверх и сверху вниз;

- экономическая эффективность управления рисками;
- контроль эффективности управления рисками.

Управление рисками осуществляется через идентификацию рисков, их оценку и реализацию мероприятий по управлению рисками.

Мероприятия по управлению рисками разрабатываются с целью снижения степени воздействия риска либо вероятности его возникновения.

Мероприятия по управлению рисками могут быть направлены на:

- устранение источников риска;
- ослабление влияния источников риска;
- минимизацию (изменение) последствий риска;
- локализацию (ограничение) последствий риска;
- комбинацию вышеизложенного.

При разработке мероприятий по управлению рисками необходимо руководствоваться следующим принципом: затраты на выполнение мероприятия не должны превышать эффект от минимизации риска, рассчитываемый как разность между произведениями вероятности и среднего ущерба текущего риска и остаточного риска. Под текущим риском понимается оценка риска на данный момент. Оценка остаточного риска – ожидаемая оценка риска после выполнения комплекса мероприятий по управлению рисками.

Информация о рисках должна содержаться в виде базы данных, реализованной на современной высокопроизводительной информационной платформе (в том числе средствами MS Office). База данных о рисках представляет собой полный спектр связанной информации, которая может быть представлена в виде реестра рисков и паспортов каждого из рисков.

Вновь создаваемые и действующие СУР в АО «Астана-РЭК» должны соответствовать требованиям стандарта ISO/IEC Guide 73:2009.

Раздел 4. Реализация инновационной политики в распределительном электросетевом комплексе

Основной целью реализации инновационной политики в распределительном электросетевом комплексе является создание сетей нового поколения, учитывающих мировые тенденции развития на основе применения современного высокотехнологичного оборудования и передовых технологий управления передачей, распределением и потреблением электрической энергии.

4.1. Основные требования к применению нового оборудования и технологий

Новое оборудование, изделия, материалы и технологии ранее не применявшиеся в АО «Астана-РЭК» должны соответствовать техническим требованиям и быть рекомендованным к применению техническим советом АО «Астана-РЭК». При прочих равных условиях приоритет должен отдаваться отечественным производителям.

Основные требования к применению нового оборудования и технологий:

- срок заводской гарантии на оборудование должен быть не менее 5 лет;
- срок службы оборудования, изделий и материалов, применяемых на ПС 35-220 кВ, РП и ТП 6-20 кВ должен быть не менее 30 лет, при сроке службы подстанционных сооружений не менее 50 лет;
- срок службы оборудования и материалов, применяемых на ВЛ и КЛ напряжением 35-110-220 кВ должен быть не менее 50 лет;
- срок службы оборудования и материалов на ВЛ и КЛ напряжением 0,4-20 кВ дол-

жен быть не менее 40 лет.

При выборе нового оборудования, приоритет должен отдаваться необслуживаемому или мало обслуживаемому оборудованию, а также оборудованию, изделиям и материалам, в создании которых использованы энергосберегающие технологии, а их применение приводит к снижению эксплуатационных затрат по отношению к ранее применявшимся прототипам.

При применении зарубежного оборудования, необходимо учитывать имеющийся опыт его эксплуатации, располагать достоверной информацией о технических характеристиках, ресурсных показателях и надежности.

Конструкции и конструктивные элементы с использованием нового оборудования должны быть полной заводской готовности, быстро монтируемыми, а также обеспечивать удобство проведения монтажных, ремонтных и восстановительных работ, в том числе без снятия напряжения.

Организации, привлекаемые на электросетевые объекты для выполнения строительно-монтажных и пуско-наладочных работ, связанных с применением новых технологий и оборудования должны быть укомплектованы соответствующими механизмами, инструментом и приспособлениями, а также предоставлять гарантию на выполняемые работы сроком не менее 2-х лет.

4.2. Аттестация электротехнического оборудования и материалов

Аттестация проводится с целью оценки соответствия предлагаемого к применению электротехнического оборудования, изделий, материалов и технологий требованиям действующих нормативно-технических документов, технических регламентов, стандартов организации и иных документов, которыми АО «Астана-РЭК» руководствуется в своей деятельности.

Электротехническое оборудование, технологии, изделия и материалы отечественного и зарубежного производства (далее – оборудование), закупаемые для нужд АО «Астана-РЭК», должны проходить обязательную аттестацию.

При проведении аттестации должны решаться следующие задачи:

- исключение возможности поставок на электросетевые объекты оборудования, не соответствующего нормативным требованиям, а также условиям применения данного оборудования;
- снижение риска финансовых потерь в случае неэффективного функционирования оборудования или его технологических отказов;
- оформление документированного допуска на оборудование, предлагаемого к использованию на объектах распределительных электрических сетей;
- обязательная русификация технической сопроводительной документации, надписей и интерфейса для оборудования, закупаемого за рубежом.

Обязательной аттестации подлежат:

- оборудование высокого, среднего и низкого напряжения, применяемые на подстанциях и линиях электропередачи;
- аппаратура управления, релейной защиты и автоматики, включая аппаратуру противоаварийной автоматики;
- средства АСУ ТП;
- средства диспетчерского и технологического управления, информационно-измерительные и управляющие комплексы;
- средства телемеханики и связи;
- средства контроля, измерений, мониторинга и диагностики;
- системы коммерческого учета;
- технологии, оборудование и устройства, применяемые при техническом обслуживании и ремонте электросетевых объектов;
- программные продукты прикладного значения, применяемые при проектировании и эксплуатации электросетевых объектов.

Аттестация должна проводиться в следующих случаях:

- для вновь применяемого оборудования, включенного в список обязательной аттестации;
- при истечении срока действия заключения аттестационной комиссии;
- при внесении производителем конструктивных, функциональных и других изменений в аттестованное оборудование;
- при выявлении недостатков, дефектов и отказов в период эксплуатации, аттестованного оборудования.

4.3. Требования к разработке пилотных проектов

Экспериментальное внедрение новых видов электротехнического оборудования, конструкций, изделий и материалов, а также новых технологий при новом строительстве, техническом перевооружении и реконструкции распределительных электросетевых объектов, должно производиться через реализацию пилотных проектов.

Статус пилотного проекта должен присваиваться проектам, обладающим следующими основными свойствами:

- наличием обоснованной потребности в применении новой техники или технологии;
- новизной научно-технических подходов, заложенных в основу проектных решений, предполагающих достижение качественного улучшения технико-экономических показателей и надежности функционирования электросетевого объекта или электрической сети в целом;
- наличием научно-технического задела и проведенных исследований в части разработки новой техники или технологии, позволяющих предполагать положительный результат от их внедрения.

Решение о придании статуса пилотного проекта должно являться прерогативой Совета директоров АО «Астана-РЭК».

О положительных результатах внедрения пилотных проектов должно осуществляться широкое информирование профильных предприятий г.Астана, с последующим тиражированием примененных в них инновационных и передовых технических решений.

Пилотные проекты, внедрение которых требует значительного времени для анализа и оценки эксплуатационных показателей работы ранее не применявшегося оборудования, технологий или схемных решений, должны переводиться в опытно-промышленную эксплуатацию.

В отдельных случаях, по результатам реализации пилотных проектов могут инициироваться и вноситься изменения в действующую нормативно - техническую базу.

Раздел 5. Управление Технической политикой

5. 1. Финансовое управление

Под финансовым управлением в электросетевом комплексе необходимо понимать перечень процессов и функций, осуществляемых АО «Астана-РЭК» направленными на реализацию Технической политики.

Основными инструментами финансового управления Технической политикой являются:

- формирование экономически-обоснованных тарифных решений
- инвестиционное планирование и формирование инвестиционных программ;
- предварительная экономическая оценка и анализ эффективности внедрения новых решений, оборудования и технологий;

Тарифные решения, источники финансирования и их объемы должны определяться исходя из потребностей по новому строительству, реконструкции, расширению и техническому

первооружению с учетом схемных и технических решений, определенных Технической политикой.

Новые технические решения, не применявшиеся ранее, должны сопровождаться технико-экономическим обоснованием. Для разработки данного обоснования могут привлекаться специализированные научные и проектные организации.

Инвестиционное планирование и формирование инвестиционных программ должно производиться на основании экономического обоснованного применения современной техники и передовых технологий, а также по результатам оценки эффективности внедрения инновационных решений посредством реализации пилотных проектов.

Расходование финансовых средств, выделяемых в рамках инвестиционных программ на внедрение новой техники и технологий, а также на реализацию «пилотных» проектов и НИ-ОКР должно вестись строго по целевому назначению.

Участником финансового управления Технической политикой являются подразделения финансово-экономического блока АО «Астана-РЭК».

Основные функции подразделений финансово-экономического блока АО «Астана-РЭК», в части финансового управления Технической политикой включают в себя:

- организацию системы финансового управления;
- организацию процессов финансово-экономического планирования, бизнес – планирования и составление бюджета;
- формирование и проведение тарифной политики;
- участие в разработке инвестиционной политики, долгосрочной и среднесрочной инвестиционной стратегии, контроль за эффективностью их реализации;
- организацию формирования бюджета доходов и расходов, а также бюджетов подразделений;
- исполнения бюджетов подразделений посредством использования методов корпоративного управления;
- организацию и контроль исполнения КПЭ деятельности АО «Астана-РЭК» посредством использования методов корпоративного управления;
- финансово-экономического блока в части финансового управления Технической политикой определяются внутренними документами АО «Астана-РЭК».

5.2. Нормативно-техническое управление

Основным принципом нормативно-технического управления Технической политикой является соответствие всех нормативно-технических документов АО «Астана-РЭК» требованиям настоящей Технической политики.

К данным документам относятся:

- стандарты и правила организации;
- регламенты и положения об основных процессах и видах деятельности;
- положения о структурных подразделениях, центрах компетенции, создаваемых с целью реализации единой технической политики и принципах их функционирования;
- внутренние нормативные акты и документы АО «Астана-РЭК».

С утверждением настоящей Технической политики необходимо провести комплексную ревизию внутренних нормативных и руководящих документов на предмет их соответствия настоящему Положению.

В случае несоответствия отдельных частей документа требованиям настоящей Технической политики, рассматриваемые части документа не применяются.

Утверждение настоящей Технической политики предусматривает последующую конкретизацию и развитие отдельных его разделов и требований с разработкой нормативно-технических, методических документов, а также стандартов и технических требований к оборудованию, изделиям, материалам и технологиям, предусмотренных к применению или внедрению в АО «Астана-РЭК» в соответствии с данным документом.

Перечень основных НТД, использующихся при реализации настоящей Технической политики, приведен ниже в таблице.

Таблица

№ п/п	Наименование работы	Ожидаемые результаты
1.	Нормы технологического проектирования распределительных электрических сетей напряжением 0,4-110-220 кВ	Обеспечивают реализацию технических требований Положения через разработку проектной документации для распределительных электрических сетей при их новом строительстве, реконструкции и техническом перевооружении. Обеспечит единство требований при выполнении проектно-испытательских работ.
2.	Разработка основных требований к составлению Схем развития электроэнергетики региона	Определит порядок разработки, единый формат предоставления документа и требования к разработке Схем развития электроэнергетики с применением экономически обоснованных, технических и проектных решений организациями, привлекаемыми для их выполнения
3.	Разработка основных требований к составлению Схем развития районов распределительных электрических сетей напряжением 6-20 кВ	Определит порядок и требования к разработке Схем развития распределительных электрических сетей 6-20 кВ, а также формат и объем, предоставляемых материалов
4.	Разработка требований по реализации магистрального принципа построения распределительных электрических сетей напряжением 6-20 кВ	Результатом работы должен явиться нормативный документ, определяющий требования к организации высоконадежных, управляемых магистралей в сетях напряжением 6-20 кВ
5.	Разработка основных требований к порядку проведения технических аудитов в АО «Астана-РЭК»	Определит единый порядок, объем и формат отчетов о техническом состоянии распределительных электросетевых объектов
6.	Разработка технических требований по применению упрощенных схем подключения необслуживаемого и мало обслуживаемого оборудования к сети напряжением 6-20кВ и 0,4 кВ	Обеспечит разработку нормативных требований для реализации пилотных проектов электросетевых объектов и их опытно-промышленной эксплуатации с применением упрощенной схемы подключения оборудования в сетях 6-20 кВ и 0,4 кВ
7.	Разработка методических указаний по применению линейных вольтодобавочных трансформаторов напряжением 6-20 кВ	Определит порядок применения вольтодобавочных трансформаторов с целью увеличения пропускной способности сетей 6-20 кВ и обеспечения требуемого качества поставляемой электроэнергии в условиях не запланированного роста электрических нагрузок без полной или частичной реконструкции самих сетей. Повысит экономическую эффективность

		в расчетный период эксплуатации линейных объектов
8.	Разработка положения об аттестации электротехнического оборудования, изделий, материалов и технологий, закупаемых для нужд АО «Астана-РЭК»	Разработка данного положения должна обеспечить: - единый порядок документирования процедуры аттестации оборудования, изделий и материалов; - перечень аккредитованных организаций по проведению аттестации; - разработку технических требований к закупаемому для нужд АО «Астана-РЭК» оборудованию, изделиям, материалам и технологиям
9.	Разработка технических требований к опорам линий электропередачи напряжением 0,4 кВ и 6-20 кВ (опоры ж/б, металлические, из композитных материалов)	Обеспечит единые требования к конструкциям и характеристикам опор из различных материалов.
10.	«Концепции создания и развития автоматизированной системы технологического управления распределительным электросетевым комплексом АО «Астана-РЭК»	Документ обеспечит единый подход по созданию и развитию АСТУ от верхнего до нижнего уровня управления распределительными сетями, повысит их управляемость, обеспечит наблюдаемость за процессами, происходящими на электросетевых объектах, снизит аварийность, снизит время продолжительности ликвидации аварийных ситуаций за счёт повышения оперативности действий персонала, снизит потери электроэнергии в сетях
11.	Методические указания «Неразрушающие методы диагностики изоляции кабеля, рекомендации по их применению»	Позволит внедрить в производственный процесс наиболее эффективный способ диагностики состояния изоляции кабеля с учётом отечественного и зарубежного опытов, выбрать оптимальный вариант испытаний не разрушающий изоляцию силовых кабелей
12.	Разработка рекомендаций и технических решений, обеспечивающих внедрение технологии Smart Grid в распределительные электрические сети напряжением 6-20 кВ в наиболее встречающихся вариантах присоединения, алгоритмы работы	Типовые схемы подключения, определение видов и количества оборудования, алгоритмы работы автоматики, средства измерения, минимально необходимый информационный объём для работы систем контроля и управления
13.	«Руководящие указания по организации метрологической службы в АО «Астана-РЭК». «Руководящие указания по проведению метрологического контроля и надзора» «Руководящие указания по выбору и применению электроизмерительных приборов, трансформаторов тока и напряжения, датчиков тока и напряжения. Измерительные цепи»	Реализует единый подход в формировании средств сбора первичной информации (измерений), обеспечивающих требуемую достоверность событий, точность показаний, правильность принятия решений.

14.	Разработка методических указаний определения (расчета) физического износа электросетевых объектов	Определит единый подход и требования к расчету величины физического износа электросетевых объектов с целью получения объективной оценки состояния электросетевого комплекса АО «Астана-РЭК»
15.	Проанализировать существующие АСКУЭ для приведения их в единую интегрированную систему	Разработка единых технических требований для создания интегрированной автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ)
16.	Методические указания по созданию единой системы стандартов ведения и управления проектной документации	Разработка единых требований к управлению и учету проектной документации
17.	Технические рекомендации по изменению топологии электрической сети 0,4-20 кВ с целью повышения их надежности, увеличения пропускной способности и сокращения протяженности сетей 0,4 кВ	Определение технических мероприятий по повышению эффективности функционирования сетей 0,4 кВ, 6-20 кВ
18.	Сравнительный анализ и оценка эффективности применения методов определения диапазонов, приемлемого риска для целей классификации и управления рисками, связанными с эксплуатацией распределительного сетевого комплекса	Разработка критериев допустимого риска и классификация целей и принципов управления рисками

Проектная документация, используемая АО «Астана-РЭК» для строительства электросетевых объектов должна соответствовать требованиям СНиП РК А.2.2-1-2001. «Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектно-сметной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений»

Перечень объектов, подлежащих проектированию, должен соответствовать перечню объектов, определённых программой по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению с разбивкой по годам строительства в процессе разработки и утверждения Схем перспективного развития сетей напряжением 35-110-220 кВ и сетей напряжением 6-20 кВ.

На момент проведения торгов на выполнение проектно-изыскательских работ (ПИР) объекты, подлежащие проектированию, должны иметь комплект разрешительной документации в составе:

- акт выбора трассы (площадки) объекта;
- разрешение администрации на строительство, реконструкцию объекта;
- ситуационный план о месте нахождения объекта;
- согласования прохождения (нахождения) объекта с организациями, чьи интересы затрагивает строительство, реконструкция объекта;
- ТУ организаций, чьи интересы затрагивает строительство или реконструкция электросетевого объекта;
- ТУ на строительство, реконструкцию объекта;
- оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС);
- утверждённое Задание на выполнение ПИР с указанием обоснованных сроков проектирования;
- архитектурно-планировочное задание;

По завершению проектно-изыскательских работ, проектная документация должна

пройти согласования:

- с организациями, чьи интересы затрагиваются при строительстве или реконструкции электросетевого объекта;
- с территориальными подразделениями Госэнергонадзора,

а также получить положительное заключение экспертного органа.

В проектах должна быть дана оценка принятым проектным решениям на их соответствие требованиям в области энергосбережения и эффективного использования электрической энергии, концепции инновационного развития АО «Астана-РЭК», требованиям пожарной безопасности, требованиям по охране окружающей среды.

Проектная документация должна идентифицироваться (получать шифр) и вноситься в единый реестр проектно-сметной документации для учёта и хранения в банке данных (архиве).

После завершения строительства объекта, в реестр банка данных передается исполнительская документация с полным обоснованием и отображением всех отступлений и изменений, происшедших в процессе строительства. На основании вышеуказанных данных должен формироваться паспорт объекта.

В процессе эксплуатации объекта, информация о проведённых ремонтных и восстановительных работах вносится в паспорт объекта, который должен обеспечить получение объективной информации о техническом состоянии объекта, а также позволить принимать решения о проведении реконструкции и техническом перевооружении объекта в целом или частично.

5.3. Организационное управление

Система организационного управления Технической политикой основывается на следующих принципах:

- вертикальная иерархия организационной системы управления Технической политики;
- определение центров ответственности за исполнение требований Технической политики на каждом уровне управления;
- определение четких функциональных связей, как между уровнями управления, так и между подразделениями на каждом уровне управления;
- на каждом уровне управления Технической политикой и для каждого подразделения определяются показатели эффективности реализации Технической политики;

Организацией, формированием, реализацией и управлением Технической политикой «Астана-РЭК» является технический совет, решающий следующие функциональные задачи:

- разработка и реализация Технической политики и организация деятельности по техническому развитию;
- проведение анализа внешних и внутренних условий функционирования АО «Астана-РЭК» в области технического и технологического обеспечения и развития;
- участие в разработке инвестиционной политики и долгосрочной инвестиционной стратегии АО «Астана-РЭК»;
- планирование стратегических показателей технического и технологического развития АО «Астана-РЭК»;
- организация разработки экологической политики АО «Астана-РЭК».

Коллективным совещательным и консультативным органом, образованным в целях выработки Технической политики, внедрения достижений отечественной и зарубежной науки и техники, прогрессивных технологий и передового опыта по проблемам развития распределительного сетевого комплекса является технический совет АО «Астана-РЭК».

Основной задачей технического совета АО «Астана-РЭК» является определение приоритетных и перспективных направлений технической и инновационной политики, способств-

вующих повышению эффективности деятельности и ускорению научно-технического развития распределительных электрических сетей.

В положениях о структурных подразделениях АО «Астана-РЭК», отвечающих за реализацию требований настоящей Технической политики должны быть определены:

- функции каждого участвующего подразделения;
- отношения между подразделениями;
- ответственность за неисполнение возложенных функций в части реализации Технической политики;
- порядок отчетности и показатели эффективности управлением Технической политикой;
- контроль над исполнением требований Технической политики.

Раздел 6. Оценочные показатели реализации Технической политики

Реализация настоящей Технической политики определяет необходимость выполнения следующих основных первоочередных мероприятий:

- проведения технических аудитов (документальных, инструментальных) по оценке фактического состояния электросетевых объектов АО «Астана-РЭК»;
- разработку и утверждение Схем перспективного развития распределительных электрических сетей напряжением 35-110-220 кВ;
- разработку и утверждение Схем развития районов электрических сетей напряжением 6-20 кВ;
- разработку и утверждение планов по новому строительству, техническому перевооружению и реконструкции сетей напряжением 0,4 кВ, с учётом степени их физического износа;
- разработку и утверждение Программ АО «Астана-РЭК» по реконструкции, техническому перевооружению и новому строительству распределительных электрических сетей 0,4-110-220 кВ с разбивкой по годам до 2020 г.

Сохраняющаяся тенденция опережающего старения основных фондов распределительных сетей по отношению к темпам их обновления может быть решена посредством реализации программы реновации распределительного сетевого комплекса, предусматривающей её финансирование из следующих источников:

- государственного бюджета;
- собственных средств АО «Астана-РЭК»;
- перехода к регулированию тарифов на передачу электрической энергии по методу доходности инвестированного капитала;
- заемных средств.

Председатель Правления

АО «Астана-РЭК»

А.Сморозин

