

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

«Разработка системы планирования развития электрической сети ниже 35 кВ в пилотной зоне филиала ПАО «МРСК Юга» - «Ростовэнерго»»

Обозначения и сокращения

DMS – (Distribution Management System) Система управления распределением электроэнергии и мощности

OMS – (Outage Management System) - Система управления ликвидацией аварий и технологических нарушений

SCADA – (Supervisory Control And Data Acquisition) Система диспетчерского контроля и сбора данных

ОТР – Основные технические решения

ДЗО – Дочерние и зависимые общества ПАО «Россети»

РЭС – Район электрических сетей

SAIDI – (System Average Interruption Duration Index) средняя продолжительность перерыва электроснабжения

SAIFI – (System Average Interruption Frequency Index) средняя частота перерывов электроснабжения

УКК – Учётно-контрольная карта

ТУ – Технические условия

АТП – Акт технологического присоединения к электрическим сетям

СУПА – Система управления производственными активами

ЦП – Центр питания (Трансформаторная подстанция напряжением 35 кВ и выше)

РЗА – Релейная защита и автоматика

АВР – Автоматическое включение резерва

АПВ – Автоматическое повторное включение

НТД – Нормативные технические документы

ВТП – Варианты технологического присоединения

ТЗ – Техническое задание

РП – Распределительный пункт

ТП – Трансформаторная подстанция 6(10)/0,4 кВ

ЛЭП – Линия электропередачи

1. Предельная стоимость закупки и способы оплаты

Предельная стоимость договора – 24 000 000,00 рублей с НДС.

Оплата за оказанные услуги производится в течение 60 (шестидесяти) банковских дней (при заключении договора не с субъектом малого и среднего предпринимательства). Срок оплаты товаров, работ, услуг, оказанных по результатам закупок, победителем/субподрядчиком победителя которых является субъект малого и среднего предпринимательства - в размере 15 рабочих дней со дня подписания заказчиком документа о приемке товара (выполненной работы, оказанной услуги) по договору (отдельному этапу договора).

2. Основание для разработки

Данный проект реализуется в рамках исполнения Приказа ПАО «Россети» от 10.01.2019 г. № 4 «О повышении качества планирования развития электрических сетей».

3. Цели и задачи

3.1. Целью разработки автоматизированной системы планирования развития электрической сети ниже 35 кВ (далее – Система) является оптимизация процессов:

- формирования и актуализации схем перспективного развития электрических сетей 35 кВ и ниже (модель электрической сети);
- экономического обоснования технических решений по развитию электрической сети;
- формирования паспортов инвестиционных проектов под объекты реконструкции, технического перевооружения и т.п.;
- разработки и анализа вариантов технологического присоединения.
- предпроектных работ (ОТР);
- подготовки технических условий потенциальным потребителям на технологическое присоединение к распределительным сетям;
- формирования балансов и расчета потерь электрической энергии и мощности.

3.2. Основные задачи, решение которых должно быть автоматизировано в результате создания Системы:

- формирование вариантов развития электрической сети ниже 35 кВ с последующим выбором оптимальной схемы;
- проверка работы режимов существующей сети ниже 35 кВ с последующим учетом вновь присоединяемых потребителей.
- выбор классов напряжения и определение целесообразности перевода действующих и вновь строящихся электрических сетей на более высокий класс напряжения;
- определение «закрытых» для технологического присоединения трансформаторных подстанций 6(10)/0,4 кВ и разработка рекомендаций и мероприятий для перевода их в категорию «открытые»;
- обоснование необходимости строительства новых центров питания выше 35 кВ и определение мест их будущего строительства;
- формирование предложений по новому строительству, расширению, реконструкции и техническому перевооружению электросетевых объектов РЭС ниже 35 кВ (линии электропередачи, трансформаторные подстанции и т.д.);
- разработка основных технических решений по снижению потерь электрической энергии;
- определение мест организации интеллектуального учета;
- обоснование необходимого объема внедрения устройств мониторинга и диагностики технического состояния сетей.

3.3. Результатом работы должен явиться программный комплекс (система) позволяющий выполнять следующие функции:

- формирование схем (программ) развития электрических сетей

напряжением 35 кВ и ниже на основе прогнозирования спроса потребления электрической энергии и объемов присоединяемой мощности в рамках исполнения договоров об осуществлении технологического присоединения;

- формирование вариантов технологического присоединения объектов Заявителей к электрическим сетям Общества с конкретизацией объема мероприятий (сетевого строительства), а также технико-экономическим обоснованием;

- подготовка необходимых обосновывающих материалов для объектов электросетевого комплекса, напряжением 35 кВ и ниже, требующих включения в инвестиционную программу.

3.4. Внедрение нового функционала (программного продукта) необходимо выполнить в существующую геоинформационную систему мониторинга электросетевого комплекса ПАО «МРСК Юга» (ГИС МЭК).

4. Указания к выполнению работы

4.1. Работа должна выполняться с учетом следующих нормативно-технических документов (далее - НТД):

- Правила устройства электроустановок;
- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей;
- Методические указания по устойчивости энергосистем, утвержденные приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630;
- Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем, утвержденные приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 281;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»;
- Методические рекомендации Минэнерго России к содержанию Программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации (письмо Минэнерго России от 17.03.2010 № АШ-2074/09);
- Распоряжение ПАО «Россети» от 19.06.2018 №106р «Об утверждении технических требований к компонентам цифровой сети»;
- Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе»;
- Инструкция по проектированию городских электрических сетей (РД 34.20.185-94).
- СТО 34.01-21-004-2019 Цифровой питающий центр. Требования к технологическому проектированию цифровых подстанций напряжением 110-220 кВ и узловых цифровых подстанций напряжением 35 кВ;
- СТО 34.01-21-005-2019 Цифровая электрическая сеть. Требования к проектированию цифровых распределительных электрических сетей 0,4-220 кВ.

Данный список НТД не является полным и окончательным. При выполнении работы необходимо руководствоваться последними редакциями документов, действующих на момент разработки.

4.2. При определении сроков реализации электросетевого строительства необходимо руководствоваться соответствующими нормативно-техническими документами ПАО «Россети», регламентирующими сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи.

4.3. При выполнении работы выполнить координацию со следующими работами:

- схемы и программы перспективного развития, а также комплексные программы развития электрических сетей, выполненные в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»;
- федеральные целевые программы;
- утвержденные инвестиционные программы субъектов электроэнергетики;
- отчетные материалы АО «СО ЕЭС»;
- отчетные материалы ДЗО ПАО «Россети»;
- отчетные материалы территориальных сетевых организаций;
- другие материалы по требованию Заказчика и сторон, согласующих задание на выполнение работы.

5. Этапы работы

Этап 1. Определение перечня исходных данных (технических и физических параметров сети и т.д.) требуемых для реализации необходимых функций в ГИС МЭК в соответствии с п.3.4. ТЗ.

Этап 2. Анализ существующих программных комплексов (SAP TORO, КПК «ТП» СУПА и т.д.), используемых в ПАО «МРСК Юга», на предмет наличия необходимых исходных данных для формирования схемы (программы) развития электрических сетей напряжением 35 кВ и возможности их интеграции в ГИС МЭК.

Этап 3. Верификация данных, занесенных в существующих программных продуктах, планируемых к интеграции с ГИС МЭК, на предмет достаточности для построения модели существующей и перспективной электрической сети 35 кВ и ниже.

Этап 4. Разработка программного продукта, с частичной интеграцией (при необходимости) с ГИС МЭК, позволяющего выполнять следующее:

- формирование схемы электрической сети, расчет и анализ режимов с учетом параметров (максимальная мощность, уровень напряжения, категория надежности, адрес объекта и т.д.) планируемых к подключению потребителей по выданным техническим условиям по заключенным договорам ТП;

- визуализация объектов заявителей в геоинформационной системе с указанием параметров для технологического присоединения;
- формирование вариантов технологического присоединения (не менее трех) с графическим отображением и указанием стоимости и объема строительства (реконструкции);
- проверка возможности подключения новых потребителей к существующей электрической сети по условиям обеспечения качества и надежности электроснабжения;
- разработка не менее 3-х основных сценариев развития электрической сети в рассматриваемом районе;
- технико-экономическое сравнение разработанных вариантов, определение приоритетного варианта развития.

При определении сценария развития особое внимание обратить на варианты, позволяющие сократить следующие показатели сетевой компании:

- удельную стоимость (руб./кВт) технологического присоединения к электрическим сетям;
- сроки проектирования и строительства;
- стоимость проектирования и строительства;
- стоимость эксплуатационного обслуживания электрической сети;
- уровень потерь электроэнергии;
- величина недоотпуска электроэнергии (надежность электроснабжения).

Этап 5. Формирование схемы перспективного развития пилотного участка электрической сети с применением созданного на этапе 4 программного комплекса.

6. Содержание и требования к составу и результатам работы

6.1.Содержание работы.

6.1.1. В рамках **первого этапа работ** проводится формирование подробного технического задания, необходимого для разработки программного комплекса.

Определение полного перечня исходных данных требуемых для реализации поставленных задач. Также осуществляется сбор первоначальных данных:

- данные контрольных замеров в электрической сети на год разработки и на 3 года предшествующих в т.ч.:
 - 1) замеры нагрузки на ТП/РП в часы максимума в рабочий и выходной дни в зимнем и летнем режиме;
 - 2) пиковая нагрузка для зоны энергоснабжения;
 - 3) расположение и величина отдельных нагрузок (при необходимости) (тип нагрузки, полная мощность, коэффициент мощности);

- 4) данные, позволяющие оценить рост нагрузки (прогноз нагрузки, данные о росте населения и экономической деятельности, потребление энергии на душу населения и т.д.).
 - информация о техническом состоянии оборудования центров питания 35 кВ и выше (ЦП);
 - информация о ТП (РП) 6-10/0,4кВ (техническое состояние, параметры оборудования, конструкция, приборы учета, принадлежность);
 - информация о техническом состоянии оборудования распределительной сети;
 - геодезические координаты электросетевых объектов района электрических сетей;
 - схемы нормального режима питающих ЦП;
 - схемы нормального режима по распределительной сети;
 - однолинейные схемы ТП (РП) 6-10/0,4кВ;
 - карты-схемы, поопорные ведомости фидеров распределительной сети;
 - информация о наличии, типах и техническом состоянии систем учета электроэнергии;
 - информация о наличии, типах устройств РЗА;
 - перечень существующих потребителей 1 и 2 категории надежности электроснабжения;
 - данные нагрузок на шинах ПС 220-110-35 кВ в нормальном и аварийном режимах за последние три - пять лет;
 - токи трехфазного короткого замыкания на шинах 6-10-35 кВ ПС 220-110-35 кВ;
 - данные нагрузок отходящих фидеров напряжением 6-10-35 кВ от ПС в нормальном и аварийном режимах за последние три - пять лет;
 - данные нагрузок на шинах 6-10-35 кВ РТП и ТП 6-10-35/0,4 кВ в нормальном режиме с указанием основных потребителей;
 - предложения по развитию распределительных электрических сетей, информация о технологических нарушениях (количество, причины, последствия, организация аварийно-восстановительных работ и способы устранения), в том числе:
- 5) взаиморезервирование фидеров, наличие АПВ и АВР на фидерах;
- 6) соответствие надежности электроснабжения потребителей, не допускающих перерыва в электроснабжении;
- 7) статистика по аварийности и отключениям по данным СУПА за 3 года;
- 8) экспертные данные по количеству однофазных замыканий на землю;
- сведения о заявках на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей и подписанные договоры (за

последние 3 года) на присоединение потребителей к электрическим сетям 35 кВ и ниже;

- сведения о технических условиях на подключение новых и реконструируемых (расширяемых) потребителей, выданных за последние три года;

- информация по смежным титулам строительства и реконструкции, ведущимся и планируемым к реализации;

- информация о проведенных ремонтах и реконструкциях;

- организационная структура района электрических сетей, специфика и функционал подразделений, а также информация о материально-техническом оснащении;

- информация о существующих программных комплексах и технической (эксплуатационной) документации;

- информация об использовании имеющихся резервных источников электроснабжения (РИСЭ);

- планы социально-экономического развития административного района или территориального образования, включающие в себя:

- 1) планы нового строительства или расширения существующих в регионе объектов генерации;

- 2) планируемые объемы промышленного и гражданского строительства;

- 3) перспективы развития инженерной и технологической инфраструктуры;

- 4) прогнозируемые показатели потребления электроэнергии (электрических нагрузок);

- инвестиционная программа сетевой организации.

- статистические данные по электрическим сетям:

- 1) уровень потерь электроэнергии, %;

- 2) величина недоотпуска электроэнергии, кВт*час;

- 3) аварийность, количество аварий / 1000 у.е. с разбивкой на тип оборудования, на котором произошла авария;

- 4) износ оборудования, %

- 5) количество закрытых центров питания шт. / %;

- 6) загрузка центров питания МВА / %;

- 7) отпуск электроэнергии из сетей.

6.1.2. В рамках **второго этапа** работ выполняется следующее:

Определение перечня программных продуктов используемых в реализации бизнес-процессов ПАО «МРСК Юга». Определение перечня данных используемых (занесенных) в программных продуктах. Определение универсальных идентификаторов (id) для создания единого аналитического пространства данных.

6.1.3. В рамках **третьего этапа** работ выполняется следующее:

Верификация и определение достаточности данных, занесенных в

существующие программные продукты, для решения следующих задач:

- создание модели существующей распределительной сети 35 кВ и ниже;
- анализ существующих электрических нагрузок и объема потребления электроэнергии по каждому центру питания;
- анализ существующей топологии электрической сети напряжением 35 кВ и ниже, в том числе анализ режимов работы сети, загрузки линий и центров питания, а также отклонения уровня напряжений у потребителей (до уровня 0,4 кВ на ТП), в том числе:
 - 1) расчеты установившихся режимов (уровень напряжения и условий его регулирования (величина и угол напряжения в узлах), загрузка оборудования и выявление узких мест);
 - 2) расчёты токов короткого замыкания;
- расчёт показателей надежности электроснабжения существующих распределительных электрических сетей напряжением 35 кВ и ниже (оценка показателей SAIFI и SAIDI) аналитическим методом согласно теории цепей Маркова;
- анализ потерь электрической энергии по уровням напряжения в сетях 35 кВ и ниже с учетом определения структурных составляющих;
- анализ функциональных возможностей программно-аппаратных комплексов, используемых в части организации оперативно-технологического и ситуационного управления электрической сети;
- оценка причин ограничений на технологическое присоединение объектов потребителей с указанием ограничивающих элементов;
- анализ недостатка пропускной способности электрических сетей напряжением 35 кВ и ниже;
- анализ работы устройств РЗА при различных видах повреждений (3ф. КЗ, 2ф. КЗ, однофазное замыкание на землю);
- анализ существующих в деятельности сетевой компании процессов, с классификацией основных задач и описанием существующей организационной структуры управления в части задач моделирования;
- Анализ зон покрытия связи и перспектив организации каналов и модернизации каналобразующего оборудования.

6.1.4. В рамках **четвертого этапа** работ выполняется следующее:

Разработка, внедрение и интеграция с ГИС МЭК и другими имеющимися автоматизированными системами и программными комплексами компании в соответствии с пп.6.1.1 и 6.1.2 программного продукта для автоматизированных разработки и анализа вариантов перспективной модели распределительной сети 35 кВ и ниже на пятилетний период с использованием данных об электрической сети, потребителях электроэнергии и другой информации из смежных автоматизированных систем компании в соответствии с пп. 6.1.1 и 6.1.2, в привязке к топографической карте.

6.1.5. В рамках **пятого этапа** работ выполняется следующее:

- разработка схемных и технических решений, обеспечивающих показатели сети в части требований по надежности электроснабжения (включая электрические расчеты электрических сетей напряжением 6 - 35 кВ в нормальном и послеаварийном режиме работы на перспективный период, в том числе определение токов короткого замыкания в составе модулей;
- формирование предложений по достижению целевых показателей сетевой компании в части уровня потерь электрической энергии;
- формирование предложений по обеспечению нормированного качества электрической энергии у потребителей и поддержанию требуемых параметров технологического режима работы электрической сети при прогнозируемом изменении электрических нагрузок;
- формирование предложений по повышению пропускной способности электрических сетей, а также определение «закрытых» для технологического присоединения центров питания и разработка рекомендаций и мероприятий для перевода их в доступную категорию подключения потребителей;
- обоснование необходимости строительства новых центров питания, предложения по схемам выдачи мощности от объектов распределенной генерации, возобновляемых источников энергии и накопителей энергии, планируемых к размещению;
- определение ориентировочных сроков проектирования и строительства электросетевых объектов на напряжении 35 кВ и ниже, ориентировочных объемов капитальных вложений, необходимых для их реализации (в текущих ценах), последовательности (этапов) нового строительства, расширения и реконструкции, а также очередность их выполнения с учетом заявленной, перспективной мощности нагрузки для конкретных электросетевых объектов и отображением на Карте - схеме годов строительства, расширения и реконструкции электросетевых объектов.
- формирование перечня РП, ВЛ, КЛ, ТП с рекомендуемыми техническими мероприятиями, необходимыми для подключения новых потребителей, с учетом заявленной, перспективной мощности нагрузки;
- формирование карты-схемы существующих распределительных сетей напряжением 35 кВ и ниже на 5-летнюю перспективу, нанесенная на географическую основу, с отображением существующих, а также строящихся электросетевых объектов (в рамках действующих договоров об осуществлении технологического присоединения) 6-20 кВ;

- формирование предложений по оптимальной организационной модели деятельности сетевой компании в части процессов моделирования и разработки сценариев;
- подготовка нескольких типовых ВТП объектов Заявителей;
- сравнительный анализ достижимости технико-экономических показателей сети.

При определении оптимального варианта сценария развития особое внимание следует обратить на варианты, позволяющие сократить следующие показатели сетевой компании:

- удельная стоимость (руб./кВт) технологического присоединения к электрическим сетям;
- сроки проектирования и строительства по ТУ;
- стоимость эксплуатационного обслуживания электрической сети;
- уровень потерь электроэнергии;
- величина недоотпуска электроэнергии
- стоимость эксплуатационного обслуживания электрической сети;
- надежность электроснабжения.

6.2. Требования к составу и результатам работы

6.2.1. В работе должен быть проведён краткий анализ существующих систем:

- релейной защиты и автоматики сети;
- учета электрической энергии;
- телемеханика и АСУ ТП.

6.2.2. В работе должны быть рассмотрены мероприятия, обеспечивающие:

- реконструкцию существующих ЦП с увеличением мощности силовых трансформаторов, имеющих ограничение для технологического присоединения потребителей;
- возможность перехода к активно-адаптивным сетям и реализации Smart Grid;
- визуализацию нескольких типовых ВТП новых заявителей с подробным приведением перечня технических мероприятий и стоимости;
- внедрение энергосберегающих технологий в электросетевом комплексе, типовых инновационных решений в части основного оборудования (в том числе из Реестра инновационных решений ПАО «Россети»), разработок НИОКР.

6.2.3. Ожидаемые целевые показатели:

- показатели надежности электроснабжения:
 - 1) SAIDI для потребителей сельской зоны < 3 часа/год;
 - 2) SAIDI для потребителей городской зоны < 0,2 часа/год.

– показатели качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 32144-2013:

- 3) предельное отклонение напряжения у 100% потребителей < 10%.
- показатели доступности электроснабжения:
- 4) возможность подключения объектов распределенной генерации и возобновляемых источников энергии к сети СН и НН;
- 5) обеспечение требуемого запаса по мощности с учётом перспективы развития территорий.
- себестоимость:
- 6) снижение амортизационных издержек ~ на 20-30 %;
- 7) снижение операционных расходов на 20-30 %;
- 8) снижение потерь электроэнергии;
- 9) окупаемость вложений до 8 лет.

6.2.4. Разрабатываемая система планирования развития электрической сети 35 кВ и ниже должна обеспечивать определение, включая технико-экономическое обоснование, необходимых объемов реконструкции, технического перевооружения и нового строительства объектов распределительных электрических сетей включая:

- предложения по оптимальной конфигурации и топологии распределительных сетей на основе математического моделирования схемы сети в привязке к топографической карте;
- предложения по модернизации и интеллектуализации питающих центров с одновременным изменением топологии электрической сети;
- интеллектуальные технические решения на основе различной степени автоматизации, обеспечивающие переконфигурацию воздушных и кабельных сетей, в соответствии с запланированными сценариями;
- предложения по организации комплексной системы энергомониторинга с применением интеллектуальных приборов учета (контроллеров присоединений) на основании данных программного комплекса SAP-ISU, а также существующих утвержденных программ развития интеллектуального учета.

6.2.5. Разрабатываемая система должна обеспечивать реализацию в обоснованных случаях следующих мероприятий:

- Оптимизация схемы распределительной сети 6(10)-35 кВ:
 - 1) выполнение однократного сетевого резервирования с применением пунктов АВР и секционирующих пунктов (реализация магистрального принципа построения электрической сети СН);
 - 2) применение петлевых и двухлучевых схем электроснабжения для городских электрических сетей;
 - 3) увеличение сечения провода;
 - 4) применение двукратного АПВ на головных выключателях ячеек КРУ отходящих линий ЦП;
- Модернизация центров питания:

5) модернизация РЗА ЦП (установка интеллектуальных электронных устройств РЗА) с функцией определения поврежденного фидера (при ОЗЗ и КЗ);

6) установка систем определения места повреждения;

7) установка (расширение, модернизация) комплексов телемеханики;

– Модернизация распределительной сети 6(10) кВ:

8) Установка дистанционно управляемых коммутационных аппаратов;

9) Установка указателей токов короткого замыкания (УТКЗ) на отпайках ВЛ.

– организация/модернизация/расширение систем энергомониторинга:

10) Установка приборов учета на ПС 110/35/10(6) кВ, в ТП 6(10)/0,4 кВ.

6.2.6. В работе должны учитываться взаимосвязи с региональными программными и стратегическими документами.

6.2.7. Исходная информация представляется Заказчиком в полном объеме. Форматы сбора исходной информации разрабатываются Исполнителем и согласовываются с Заказчиком.

7. Результаты работы.

7.1. Результатами работы должны быть:

7.1.1. Модернизация централизованной геоинформационной системы мониторинга электросетевого комплекса (ГИС МЭК).

7.1.2. Схема развития электрической сети и расчетные модели (включая графические схемы), использованные для проведения расчетов электрических режимов, в электронном виде.

7.1.3. Комплект эксплуатационной документации в соответствии с ГОСТ 34.201-89. Перечень разрабатываемых документов уточняется и согласуется с Заказчиком на этапе 1 при подготовке подробного технического задания.

7.2. Должны быть проведены испытания разработанной системы в соответствии с ГОСТ 34.603-92 с завершением работ ее приемкой в постоянную эксплуатацию.

8. Сроки выполнения работы

Срок выполнения работ – с момента заключения договора по 30.06.2020г.
Ввод в эксплуатацию с 01.07.2020г.

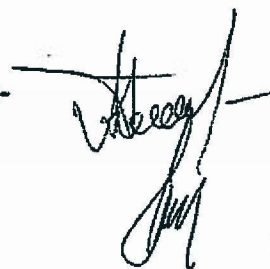
СОГЛАСОВАНО:

Заместитель генерального директора
по развитию и технологическому присоединению



Д.О. Журавлев

Директор по информационным технологиям-
начальник департамента



А.А. Таскаев

Начальник управления перспективного
Развития



Е.Н. Демченко

Начальник службы развития централизованных
и технологических систем



Л.В. Хасаева

Зам. Начальник
департамента безопасности

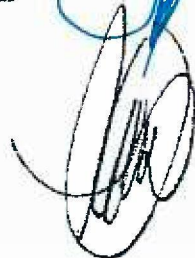
В.А. Соловьев
Р.К. Кисленко

Начальник департамента внутреннего
контроля и антикоррупционной деятельности

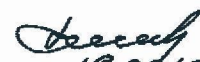


А.Е. Меньшенин

Директор по технологическому
присоединению-начальник департамента



Д.В. Шульженко


19.09.19