Приложение № 1 к договору

№ \_\_\_\_\_\_\_\_ от «\_\_\_\_» \_\_\_ 201 г.

|  |  |
| --- | --- |
| СОГЛАСОВАНО:  И.о. заместителя генерального директора по техническим вопросам – главного инженера  ПАО «МРСК Сибири» - АО «Тываэнерго»  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_П.В. Грибач  «\_\_\_\_» \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 2019 г. | УТВЕРЖДАЮ:  Заместитель генерального директора  по реализации и развитию услуг  ПАО «МРСК Сибири»-АО «Тываэнерго»  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ Ю.А. Кукарин  «\_\_\_\_» \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 2019 г. |
| СогЛАСОВАно:  Первый заместитель директора – главный диспетчер Филиала АО «СО ЕЭС»  Красноярское РДУ  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_А.М. Артеменков  «\_\_\_\_»\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_2019 г. |  |

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ**

«Разработка комплексной программы развития электрических сетей   
напряжением 35 кВ и Выше на территории Республики Тывана пятилетний период 2020-2024 гг.»

**1. Основание для разработки**

1.1. Необходимость обеспечения ДЗО ПАО «Россети» актуальной информацией по планированию развития электрических сетей Общества.

1.2. Необходимость обеспечения синхронизации развития магистральных и распределительных электрических сетей для формирования инвестиционных программ ДЗО ПАО «Россети» (далее - Общество).

1.3. Необходимость информационного обеспечения деятельности органов региональной исполнительной власти при формировании государственной региональной политики в сфере электроэнергетики, а также организаций технологической и коммерческой инфраструктуры отраслей экономики региона, субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии и инвесторов;

1.4. Необходимость обеспечения координации планов развития топливно-энергетического комплекса, транспортной инфраструктуры, Схем (программ) территориального планирования, Схем и программ перспективного развития электроэнергетики.

**2. Актуальность и конкретные задачи**

***Основной целью оказания услуг является:***

- разработка предложений по повышению загрузки недозагруженных объектов электросетевого хозяйства;

- разработка предложений по развитию электросетевой инфраструктуры для повышения доступности энергетической инфраструктуры Общества;

- синхронизация развития магистральных и распределительных электрических сетей.

***Основными задачами оказания услуг являются:***

* анализ решений по развитию электросетевого комплекса, предложенных в рамках утвержденных Схем и программ развития ЕЭС России на семилетний период и схем и программ развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации на пятилетний период;
* разработка предложений по скоординированному развитию магистральных и распределительных электросетевых объектов;
* разработка технических мероприятий по оптимизации степени загрузки недозагруженных объектов электросетевого хозяйства;
* разработка технических мероприятий по обеспечению доступности электросетевой инфраструктуры для технологического присоединения потребителей;
* разработка предложений по развитию электрических сетей Общества;
* разработка обоснований строительства (реконструкции) центров питания и ЛЭП напряжением 35 кВ и 110 кВ Общества;
* формирование сводной информации по развитию распределительной электрической сети напряжением 0,4-20 кВ Общества на пятилетний период.

**3. Стадийность проектирования**

Внестадийная работа.

**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;
* Постановление Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937 «Об утверждении правил технологического функционирования электроэнергетических систем …»;
* 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).

­ Методические указания по определению резервов мощности на центрах питания ДЗО ПАО «Россети», утвержденные Правлением ПАО «Россети» (выписка из протокола заседания Правления ПАО «Россети» от 09.06.2018 №727пр/5);

* Положение ПАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе» (утверждено Советом директоров ПАО «Россети», протокол от 22.02.2017 № 252)».

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 учитывать следующие документы:

- схемы и программы перспективного развития, 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. Содержание и требования к составу и результатам работы**

**5.1. Содержание общей части:**

5.1.1. Анализ существующего баланса мощности и электроэнергии   
в энергосистеме АО «Тываэнерго».

5.1.2. Характеристика функционирования энергосистемы Республики Тыва на территории обслуживания АО «Тываэнерго» и анализ существующих режимов работы электрических сетей Общества напряжением 35 - 110 кВ за 5 года, с указанием перечня «узких» мест.

В графическом виде необходимо представить схему потокораспределения в дни зимнего и летнего контрольных замеров, приводится для последнего отчетного года.

5.1.3. Перечень центров питания, находящихся в ремонтно-эксплуатационном обслуживании АО «Тываэнерго», с указанием данных по каждому трансформатору и центру питания в целом, предусмотренных формой «Информация о загрузке и дефиците мощности центров питания напряжением 35 кВ и выше» единого перечня сетевой отчетности, утвержденного распоряжением ПАО «Россети» от 11.05.2016 № 192 «Об утверждении единого перечня сетевой отчетности», а именно:

- установленной мощности, класса напряжения и года ввода в эксплуатацию каждого трансформатора;

- загрузки центра питания на период зимнего (летнего) максимума (с указанием даты замера) последнего отчетного года с разбивкой по каждому трансформатору (МВА);

- максимальной за 3 года загрузки центра питания в день зимнего или летнего контрольного замера (с указанием даты замера) с разбивкой по каждому трансформатору (МВА), при этом если в энергосистеме летний максимум нагрузки превышает значение зимнего, в качестве максимальной за 3 года загрузки центра питания могут быть использованы данные летнего контрольного замера;

- длительно допустимой нагрузки центра питания (МВА) в режиме N-1 с учетом применения коэффициента длительно допустимой загрузки (авто) трансформаторов;

- Sраспр, МВА - объема перераспределяемой в режиме N-1 на другие центры питания мощности при наличии резервирования по сети среднего и низкого напряжения в нормальной схеме электрических соединений, без выполнения специальных переключений. Данная величина объема мощности определяется на основании электрических расчетов, в случае их отсутствия, этот показатель при определении резерва не учитывается и принимается равным нулю;

- Sразгр, МВА - объема перераспределяемой в режиме N-1 на другие центры питания мощности при наличии резервирования по сети среднего и низкого напряжения в послеаварийном режиме, с выполнением специальных переключений. При учете S\_разгр коэффициент длительно допустимой загрузки (авто) трансформаторов принимается равным 1,05;

- величины текущего резерва/дефицита мощности центра питания (МВА) по данным контрольного замера, при этом в качестве текущей загрузки используются максимальная за 3 года загрузка центра питания в день зимнего или летнего контрольного замера (если в энергосистеме летний максимум нагрузки превышает значение зимнего, в качестве максимальной за 3 года загрузки центра питания могут быть использованы данные летнего контрольного замера). Определение резерва/дефицита мощности центра питания проводится в режиме N-1 с учетом длительно допустимой нагрузки каждого из силовых (авто)трансформаторов, перераспределения мощности на другие ПС при наличии резервирования по сети низкого напряжения без выполнения специальных переключений (Sраспр) и возможности перевода нагрузки на другие центры питания путем проведения оперативных мероприятий (переключений) в аварийных режимах (Sразгр);

- данных о величине присоединяемой мощности в соответствии с актами об осуществлении технологического присоединения (АТП), выданных после прохождения контрольного замера (МВА) с разбивкой по годам и классам напряжения;

- объема заявленной мощности, планируемой к присоединению в соответствии с действующими договорами технологического присоединения для каждого питающего центра с разбивкой по годам и классам напряжения.

- уровень фактических потерь электроэнергии (кВт\*час, %) в границах балансовой принадлежности отходящих от центра питания фидеров;

- величины текущего резерва/дефицита мощности центра питания (МВА) с учетом АТП и договоров ТП.

Объем мощности по Актам ТП и договорам ТП указывается без учета, а также с учетом применения коэффициента совмещения максимума нагрузки потребителей, подключенных к одному центру питания или трансформаторному пункту (ТП) на одном классе напряжения (Ксовм) и коэффициента несовпадения максимумов нагрузки подстанций (Кнесовп).

В перечне цветом выделяются следующие центры питания:

- нагрузка которых в нормальном режиме не превышает 26%;

- нагрузка которых в режиме N-1 находится в диапазоне от 105% до 130%;

- нагрузка которых в режиме N-1 превышает 130%.

5.1.4 Перечень линий электропередачи 35-110 кВ, находящихся в ремонтно-эксплуатационном обслуживании АО «Тываэнерго», с указанием по каждой ЛЭП:

- диспетчерского наименования ЛЭП (с указанием наименований подстанций),

- класса напряжения, протяженности;

- марки и сечения провода по всем участкам ЛЭП;

- номинальной пропускной способности ЛЭП, МВт (по наименьшему сечению провода в стволе линии)

- нагрузки ЛЭП в день зимнего и летнего контрольного замера (с указанием даты замера) последнего отчетного года и максимальной за 3 года загрузки ЛЭП в день зимнего или летнего контрольного замера (с указанием даты замера).

5.1.5. Анализ фактических потерь (по годам за 3 отчетных года) в электрических сетях 110 кВ и ниже с разбивкой по РЭС и классам напряжения.

5.1.6. Информация по прогнозу уровней потребления электроэнергии и мощности в энергосистеме на пятилетний период по годам в соответствии со Схемой и программой развития ЕЭС России на семилетний период.

5.1.7. Анализ фактического за последние 3 года и разработка прогноза приема электроэнергии и мощности в сеть и отпуска электроэнергии и мощности из электрических сетей (в границах балансовой принадлежности Общества) на пятилетний период по годам.

5.1.8. Анализ прогнозного баланса мощности и электрической энергии из разработанной и утвержденной (актуальной редакции проекта) СиПР ЕЭС России.

**5.2.** **Для электрических сетей 35-110 кВ:**

5.2.1. Перечень крупных существующих потребителей с указанием максимальной нагрузки, заявленной мощности и динамики их потребления   
на рассматриваемый период. Перечень основных перспективных потребителей (с заявленной максимальной мощностью 5 МВт и более) в привязке к центрам питания с указанием максимальной мощности по договорам и заявкам на технологическое присоединение, а также перспективных потребителей с учетом региональных планов развития.

5.2.2. Выполнение расчетов характерных нормальных и основных ремонтных (послеаварийных) схем электроэнергетических режимов работы электрической сети напряжением 35 кВ и выше в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем на пятилетний период по каждому году потребления электрической энергии и мощности.

Расчеты выполняются для зимних максимальных нагрузок рабочего дня, зимних минимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня.

При необходимости выполняются расчеты электроэнергетических режимов на время паводка при наличии ГЭС в энергосистеме.

Расчеты выполняются на год разработки программы и на пятилетнюю перспективу на верифицированных расчетных моделях энергосистемы с использованием современных программных комплексов.

Результаты расчетов электроэнергетических режимов приводятсяв табличной (в МВА и % для ПС, в МВт и % для ЛЭП) и графической формах (потокораспределение и уровни напряжения).

На основании результатов расчетов электроэнергетических режимов разрабатываются предложения по развитию (новому строительству и (или) реконструкции с увеличением более чем на 10 процентов пропускной способности) электрической сети и (или) мощности отдельных силовых трансформаторов (автотрансформаторов) электрических сетей напряжением 35 - 110 кВ для представленных в соответствии с пунктом 5.1.6. прогнозов потребления электрической энергии и мощности.

5.2.3. В случае выявления в расчетах электрических режимов необходимости корректировки перечня электросетевых объектов ЕНЭС, включенных в Схему и программу развития ЕЭС России на семилетний период текущего периода, рекомендации по корректировке должны быть оформлены отдельным разделом с приложением обосновывающих материалов.

5.2.4. Формирование перечней центров питания с загрузкой менее 26% в нормальном режиме («недозагруженных») и «перегруженных» (с загрузкой в режиме N-1 в диапазоне 105-130%, а также более 130%) с указанием информации по п. 5.1.3 (при этом перечни формируются в порядке убывания нагрузки).

5.2.5. Разработка по итогам работы по п. 5.2.4 предложений по оптимизации степени загрузки центров питания, включающих в себя разработку технических мероприятий в следующей последовательности:

- по снижению уровня потерь электроэнергии и дооснащения приборами учета и контроля электроэнергии центра питания и отходящих фидеров до трансформаторных пунктов, расположенных в границах их балансовой принадлежности

Указывается:

1. Необходимое количество приборов учета и контроля электроэнергии для установки на вводах ЦП всех классов напряжения, ячеек отходящих фидеров по классам напряжения с указанием наименования ячеек, номеров трансформаторных пунктов в границах балансовой принадлежности фидеров и типов устанавливаемых приборов учета и контроля электроэнергии;

2. Необходимое количество устанавливаемых аппаратов автоматического секционирования и резервирования, длина фидеров 6-10 кВ с заменой проводов на СИП (км) и перечень мероприятий по изменению топологии распределительных сетей напряжением ниже 35 кВ, в том числе по переводу нагрузки между центрами питания или созданию между центрами питания электрических связей на напряжении 6-20 кВ;

3. Объем требуемых затрат (млн. рублей) на реализацию мероприятий, перечисленных в п.1 и п. 2, в разбивке по каждому мероприятию (с разделением по собственникам);

4. Ожидаемый уровень потерь электроэнергии (кВт\*час) и объем высвобождаемой мощности (кВт) в границах балансовой принадлежности отходящих фидеров при реализации мероприятий, перечисленных в п.1 и п. 2, в разбивке по каждому мероприятию в сравнении с текущим уровнем потерь электроэнергии (%);

5. Ожидаемая загрузка центра питания в разбивке по каждому трансформатору с учетом объема заявленной мощности в соответствии с действующими договорами технологического присоединения (МВА).

- по перемещению трансформаторов между центрами питания;

Указывается:

1. Перечень «недозагруженных» центров питания с загрузкой менее 26% в режиме N-1 с указанием установленной мощности, класса напряжения и год ввода в эксплуатацию каждого трансформатора, загрузки центра питания   
в день зимнего либо летнего контрольного замера (если максимум энергосистемы в летний период) последнего отчетного года с указанием даты замера с разбивкой по каждому трансформатору (МВА) с которых возможно осуществить перемещение трансформаторов с оценкой объема требуемых затрат (млн. рублей).

2. Ожидаемая загрузка центра питания в разбивке по каждому трансформатору с учетом объема заявленной мощности в соответствии с действующими договорами технологического присоединения (МВА).

- по реконструкции «перегруженных» центров питания с увеличением трансформаторной мощности.

Указывается:

1. Параметры каждого устанавливаемого трансформатора и объем требуемых затрат (млн. рублей) на реализацию мероприятий;

2. Ожидаемая загрузка центра питания на год ввода и на третий год после ввода в разбивке по каждому трансформатору с учетом объема заявленной мощности в соответствии с действующими договорами технологического присоединения (МВА).

5.2.6. Приводится сравнительный анализ объема требуемых затрат (млн. рублей) по мероприятиям, разработанным в соответствии с п.5.2.5.

5.2.7. Для каждого электросетевого объекта напряжением 35-110 кВ нового строительства, реконструкции с увеличением трансформаторной мощности (и сечения провода ЛЭП), перевода объектов (ПС, ЛЭП) на более высокий класс напряжения, а также иных предложений по оптимизации приводятся краткие технические обоснования. При этом объекты, включенные в инвестиционную программу Общества, обосновываются на общих основаниях с целью актуализации необходимых технических параметров и сроков ввода.

5.2.8. На основании кратких технических обоснований разрабатывается итоговый перечень мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 35 кВ и выше, а также сводные данные по развитию сети напряжением 0,4-20 кВ в разбивке по РЭС с указанием требуемых капитальных вложений в текущих ценах и прогнозных ценах (с НДС) в соответствии с Приложениями 1 и 2 к настоящему техническому заданию.

5.2.9. Оценка токов короткого замыкания в сетях 110 кВ для базового варианта развития электрических сетей Республики Тывана год разработки программы и на пятилетнюю перспективу и соответствия отключающей способности коммутационного оборудования токам к.з. (при необходимости).

5.2.10. Анализ баланса реактивной мощности в распределительных электрических сетях напряжением 35 кВ и выше субъекта РФ и определение объема необходимых средств компенсации реактивной мощности и источников реактивной мощности и мест установки на год разработки КПР и на пятилетнюю перспективу (на каждый год).

На основании анализа формируются предложения по вводу источников реактивной мощности и средств компенсации реактивной мощности.

В случае прогнозирования существующего изменения режимно-балансовой ситуации в связи с вводами генерирующих и электросетевых объектов расчеты должны быть дополнительно выполнены для каждого года пятилетнего периода.

5.2.11. Разработка карт-схем электрических сетей на территории Республики Тыва на год выполнения работы и пятилетнюю перспективу с отображением:

* существующих объектов напряжением 35 кВ и выше;
* перспективных объектов напряжением 35 и выше по новому строительству, реконструкции с увеличением трансформаторной мощности и перевода объектов на более высокий класс напряжения;
* балансовой принадлежности электросетевых объектов;
* границ РЭС;
* легенды карты-схемы с указанием основных рекомендованных мероприятий по новому строительству, реконструкции с увеличением трансформаторной мощности, и перевода объектов на более высокий класс напряжения, строительства линий электропередачи, установке автономных источников электроснабжения большой мощности и мобильных модульных ПС 35-110 кВ с указанием технических параметров реконструкции / строительства объекта и планируемых годов её реализации.

Карты-схемы разрабатываются в формате А3.

5.2.11. Разработка принципиальной схемы электрических соединений электрических сетей электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на год выполнения работы и пятилетнюю перспективу с указанием балансовой принадлежности электросетевых объектов.

5.2.12. Анализ утвержденных схем территориального планирования Республики Тыва и муниципальных образований Республики Тыва на наличие мероприятий, определенных в перечнях для базового и умеренно-оптимистического (при его разработке) вариантов развития электрических сетей субъекта РФ.

По результатам анализа формируется перечень объектов отсутствующих в Схемах территориального планирования субъекта с указанием необходимых данных для их внесения.

**6. Результаты работы.**

6.1. Научно-технический отчет «Комплексная программа развития электрических сетей Общества на пятилетний период (указываются годы, на которые разрабатывается документ)», выполненный в текстовом редакторе Word for Windows с использованием для основного текста шрифта Times New Roman размером не более 13 единиц и одинарным междустрочным шагом. Приемку научно-технической документации осуществляет Заказчик. Отчет по работе передается Заказчику в бумажном виде и на электронном носителе   
в 3-х экз.

6.2. Карты-схемы в формате \*.pdf с использованием масштаба распечатки на бумаге А3, шрифта Times New Roman, а также векторном формате, позволяющем использовать их при подготовке презентационных материалов в MS PowerPoint. Рекомендуемый формат AutoCAD, MS Visio.

6.3. Принципиальные электрические схемы в формате \*.pdf и \*.dwg.

6.4. Расчетные модели (включая графические схемы), использованные для проведения расчетов электрических режимов, в электронном виде в форматах ПВК «RastrWin» (\*.rg2, \*.grf) согласовываются с Филиалом АО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ.

6.5. Результаты работы согласовываются Заказчиком, филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС (при необходимости) и филиалами АО «СО ЕЭС»   
(в части развития электрических сетей 110 кВ и выше).

**7. Особые условия**

7.1. В случае если в течение разработки Комплексной программы развития электрических сетей до ее утверждения произошло не зависящее от Заказчика существенное изменение исходных данных, влекущее необходимость корректировки выполненных и принятых Заказчиком работ (полностью либо отдельных разделов и глав), Исполнитель осуществляет корректировку программы с целью приведения ее в соответствие измененным исходным данным в объеме не более 15% от первоначального объема работ.

7.2. Комплексная программа развития электрических сетей разрабатывается АО «Тываэнерго» не реже одного раза в три года и подлежит ежегодной актуализации, начиная с даты приемки КПР Заказчиком, с соответствующей пролонгацией рассматриваемого в КПР 5-ти летнего перспективного периода. В актуализацию входит проверочный расчет электрических режимов при изменении исходных данных (нагрузок, объемов электросетевого строительства, заявок на ТП и т.д.).