

Приложение А к договору об
осуществлении технологического
присоединения к электрическим
сетям
от 30.06.2014 г. № 2014/Ю 422

СОГЛАСОВАНО

Заместитель генерального
директора филиала ОАО
«СО ЕЭС» ОДУ Востока


В. И. Козуб
«19» мая 2014 г.
М.П.

**ИНДИВИДУАЛЬНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
для присоединения к электрическим сетям ОАО «ДРСК»**

№ 314/13

«09» 04 2014 г.

Сетевая организация: ОАО «Дальневосточная распределительная сетевая компания»
(ОАО «ДРСК»).

Заявитель: ОАО ГМК «Тимир».

1. **Наименование и местонахождение объекта:** Просктируемая подстанция 110/10кВ горно-обогатительного комбината «Таежный», расположенная в РС (Я), Нерюнгринский район, в 150 км к северу от г. Нерюнгри или 120 км к югу от г. Алдан и 5-7 км от федеральной трассы «Лена».
2. **Максимальная мощность энергопринимающих устройств:** 10000 кВт.
3. **Категория по надежности электроснабжения:** 3 (третья).
4. **Уровень напряжения в точке присоединения:** 110 кВ.
5. **Год ввода в эксплуатацию энергопринимающих устройств заявителя, в том числе по этапам:**
1 этап – 2000 кВт, 2015 год – 3 категория;
2 этап – 5000 кВт, 2016 год – 3 категория;
3 этап – 7000 кВт, 2017 год – 3 категория;
4 этап – 10000 кВт, 2017 год – 3 категория.
6. **Точка присоединения:** ячейка в РУ-110 кВ, ПС 110/6 Малый Нимныр – 10000 кВт.
7. **Основной источник питания:** Чульманская ТЭЦ.
8. **Мероприятия необходимые для электроснабжения объекта, выполняемые в электроустановках ОАО «ДГК»:**
8.1. Замена трансформаторов тока (6 шт.) с коэффициентом трансформации 200/5 на

трансформаторы тока с коэффициентом трансформации 400/5 на Чульманской ТЭЦ в ячейках ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ-Малый Нимныр и ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми с отпайкой на ПС Угольная.

8.2. Замена масляных выключателей МКП-110М 110 кВ на Чульманской ТЭЦ на элегазовые баковые выключатели (напряжение 110 кВ, ток не менее 2500А) на ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ-Малый Нимныр и ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми с отпайкой на ПС Угольная.

8.3. На Чульманской ТЭЦ, учет электрической энергии должен соответствовать требованиям Типовой инструкции по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (РД 34.09.101-94), а также Регламенту ОРЭ «Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (мощности) субъекта ОРЭ. Технические требования».

8.4. На стороне Чульманской ТЭЦ предусмотреть установку и подключение 2-х МИП (5А, 100В, Ethernet, RS-485, 8 DI), блоки БИ-4, БИ-6 на каждом присоединении, преобразователь Ethernet/RS-485 на 8 портов, модуль дискретных входов (64 сигнала) с интерфейсом D20-DNP, пусконаладочные работы по интеграции в существующую систему телемеханики.

9. Мероприятия необходимые для электроснабжения объекта, выполняемые в электроустановках ОАО «ДРСК».

9.1. Реконструкция ПС 110/6 кВ Малый Нимныр в следующем объеме:

9.1.1. Запроектировать и выполнить расширение ОРУ 110 кВ, на одну линейную ячейку 110 кВ, выключатель 110 кВ принять элегазовый;

9.1.2. Для защиты проектируемой ЛЭП-110 кВ Малый Нимныр-Тимир предусмотреть микропроцессорные устройства РЗА с регистрацией аварийных событий.

9.1.3. Замена трансформаторов тока в линейной ячейке ВЛ 110 кВ Хатыми - Малый Нимныр, на трансформаторы тока с номинальным током первичной обмотки не менее 300 А.

9.2. Замена трансформаторов тока на ПС 110/6 кВ Малый Нимныр, ПС 110/10 кВ Большой Нимныр, ПС 110/35/6 кВ Юхта, 110/35/6 кВ Лебединый, участвующих в транзите 110 кВ Малый Нимныр – Лебединый – Нижний Куранах, на трансформаторы тока с номинальным током первичной обмотки не менее 300 А.

9.3. Для оперативно-диспетчерского управления с ДП «Южно-Якутских электрических сетей» предусмотреть телемеханизацию линейной ячейки 110 кВ, через существующее устройство телемеханики «Телеканал М2» ПС 110/6 кВ Малый Нимныр;

9.3.1. Объем телемеханики принять полный (телеизмерения (Р, Q, I), телесигнализация (ТС) и телеуправление (ТУ));

9.3.2. Доукомплектовать существующее устройство телемеханики ПС 110/6 кВ Малый Нимныр модулями телемеханики, предусмотреть установку мультиплексоров связи с ПС 110/10 кВ Тимир.

9.3.3. По существующему заходу на ПС 110/6 кВ Малый Нимныр ВОЛС-ВЛ 220 кВ Нерюнгинская ГРЭС – Н.Куранах организовать канал связи в направлении ДП «Южно-Якутских ЭС».

9.3.4. На ДП «Южно-Якутских ЭС» предусмотреть доработку ПО ОИК, ЦППС и диспетчерского щита для вывода телеинформации с проектируемой ПС 110/10 кВ Тимир.

9.4. Выполнить организацию коммерческого учета электроэнергии на границе балансовой принадлежности в соответствии с гл. 1.5 ПУЭ и гл.10 «Основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии», для чего:

9.4.1. Предусмотреть учет активной и реактивной энергии.

9.4.2. Приборы учета электрической энергии должны быть из числа внесенных в Государственный реестр средств измерений, допущенных к применению в РФ, иметь действующие свидетельства о поверке и соответствовать следующим требованиям:

- Класс точности не ниже 0,5S для активной энергии, не ниже 2,0 для реактивной энергии;
- Обеспечивать измерение почасовых объемов потребления электрической энергии;
- Обеспечивать хранение данных о почасовых объемах потребления электрической энергии за последние 90 дней и более или быть включёнными в систему учета;

9.4.3. Измерительный комплекс, должен соответствовать техническим характеристикам, позволяющим его эксплуатацию в температурном диапазоне от -40 до +55°C.;

9.4.4. Класс точности вторичной обмотки трансформаторов тока для учёта и измерений принять не ниже 0,5;

9.4.5. Подключение прибора учета к измерительным трансформаторам тока выполнить на отдельные обмотки через испытательную коробку.

9.4.6. Измерительный комплекс должен быть защищен от несанкционированного доступа в соответствии с требованиями ПУЭЭ и ПТЭ ЭП.

9.5. Техническое задание на проектирование и проектную документацию, разрабатываемую в рамках настоящего раздела, согласовать с филиалом ОАО «СО ЕЭС» Амурское РДУ.

10. Мероприятия необходимые для электроснабжения объекта, выполняемые вне электроустановок ОАО «ДРСК»:

10.1. Проектирование и строительство ЛЭП-110 кВ Малый Нимныр - Тимир.

10.1.1. Тип металлических или железобетонных опор определить проектом;

10.1.2. Марку провода, сечение проводников, конструктивные особенности строящейся ЛЭП 110 кВ определить в проекте с учетом пропуска полной нагрузки объекта.

10.2. Для организации канала связи с проектируемой ПС 110/10 кВ Тимир, при строительстве ЛЭП-110 кВ Малый Нимныр – Тимир, предусмотреть прокладку ВОЛС;

11. Мероприятия необходимые для электроснабжения объекта, выполняемые в границах земельного участка заявителя:

11.1. Запроектировать и построить ПС 110/10 кВ Тимир:

11.1.1. Схему РУ 110 кВ и РУ 10 кВ, количество ячеек, а также тип устанавливаемого оборудования ПС 110/10 кВ Тимир определить в проекте;

11.1.2. Тип, мощность и количество силовых трансформаторов определить в проекте. Трансформаторы применить с РПН;

11.1.3. Оснастить объекты электросетевого хозяйства указанные в пункте 11.1 настоящих технических условий противоаварийной и сетевой автоматикой, а также микропроцессорной релейной защитой.

11.1.4. Предусмотреть быстродействующую дуговую защиту ячеек 10 кВ;

11.1.5. Предусмотреть участие нагрузки заявителя в реализации управляющих воздействий ПА (ОН, АЧР, ЧАПВ). Объем управляющих воздействий и перечень присоединений которые могут быть отключены устройствами ПА определить в проектной документации и согласовать с Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Амурское РДУ.

11.1.6. Для защиты оборудования от перенапряжений предусмотреть ограничители перенапряжений на напряжении 110 кВ и 10 кВ.

11.1.7. Оперативный ток – постоянный. Предусмотреть установку необслуживаемой аккумуляторной батареи с двумя зарядно-выпрямительными устройствами.

11.1.8. Предусмотреть установку регистратора аварийных событий.

11.2. Организовать оперативно-диспетчерское управление проектируемой ПС 110/10 кВ Тимир с диспетчерского пункта филиала ОАО «ДРСК» «Южно-Якутские электрические сети»;

11.2.1. Предусмотреть телемеханизацию проектируемой ПС 110/10 кВ Тимир;

11.2.2. Для организации связи по ВОЛС предусмотреть установку мультиплексоров на проектируемой ПС 110/10 кВ Тимир, тип оборудования определить проектом, согласовать с филиалом ОАО «ДРСК» Ю-Я ЭС;

11.2.3. На проектируемой ПС 110/10 кВ Тимир, предусмотреть оборудование телемеханики совместимое с «Телеканал-М2», объем телемеханики, протоколы и направление передачи телеинформации определить проектом и согласовать с филиалом ОАО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС» и филиалом ОАО «СО ЕЭС» «Амурское РДУ»;

11.2.4. На проектируемой ПС 110/10 кВ Тимир, предусмотреть питание оборудования связи и телемеханики от собственных нужд и от отдельного источника бесперебойного питания, с возможностью автономной работы не менее 4-х часов, оборудование связи и телемеханики разместить в отдельном помещении, с системой поддержания в нем температурного режима (кондиционирования).

11.2.5. На проектируемой ПС 110/10 кВ Тимир, для связи с ОВБ предусмотреть установку радиостанции совместимой с «Motorola» GM360, высоту подвеса антенны определить проектом. Частотный план согласовать с филиалом ОАО «ДРСК» «Южно-Якутские электрические сети».

11.3. Предусмотреть компенсацию реактивной мощности потребляемой энергопринимающими устройствами горно-обогатительного комбината «Таежный» с поддержанием коэффициента реактивной мощности на уровне $\text{tg}\varphi \leq 0,5$ на шинах 110 кВ ПС 110/6 кВ Малый Нимыр.

11.4. При наличии нагрузок, искажающих форму кривой электрического тока и вызывающих несимметрию напряжения в точках присоединения, установить в электроустановках объектов фильтркомпенсирующие устройства, исключающие ухудшение качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 13109-97 в точках присоединения к электрической сети ОАО «ДРСК».

12. Распределение обязанностей между сторонами по исполнению технических условий:

12.1. Мероприятия, указанные в разделе 9 выполняются ОАО «ДРСК».

12.2. Мероприятия, указанные в разделе 11 выполняются заявителем;

12.3. Мероприятия, указанные в разделе 10 выполняются ОАО «ДРСК» или заявителем по выбору последнего.

12.4. ОАО «ДРСК» обеспечивает выполнение мероприятий, предусмотренных разделом 8 настоящих технических условий, путем урегулирования отношений с ОАО «ДГК»

13. Провести проверку выполнения технических условий с участием представителей филиала ОАО «СО ЕЭС» «Амурское РДУ», с оформлением по результатам данной проверки акта (актов) о выполнении технических условий, согласованного с филиалом ОАО «СО ЕЭС» «Амурское РДУ».

14. Технические решения по сооружаемым электроустановкам, техническое задание на проектирование и проектную документацию разрабатываемую по мероприятиям, указанным в разделах 10 и 11, согласовать с филиалом ОАО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС» и филиалом ОАО «СО ЕЭС» Амурское РДУ.

15. В случае если в ходе проектирования возникнет необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с филиалом ОАО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС» и филиалом ОАО «СО ЕЭС» «Амурское РДУ».

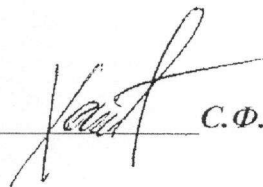
16. Присоединение энергопринимающих устройств заявителя (в том числе нагрузок 1,2,3 и 4 этапов) возможно только после выполнения мероприятий предусмотренных настоящими ТУ в полном объеме.

17. Настоящий документ является неотъемлемым приложением к Договору № 2014/Ю 422 от «30» 06 2014 г, о присоединении энергопринимающих устройств к электрической сети Сетевой организации и без заключения Договора является недействительным.

Срок действия настоящих технических условий составляет 5 лет со дня заключения договора технологического присоединения.

Заместитель директора -

главный инженер филиала ОАО «ДРСК» «ЮЯЭС»



С.Ф. Халимханов