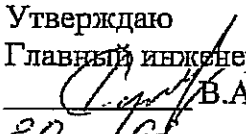


Утверждаю
 Главный инженер Клин АЭС

 В.А. Сушко
 20 10 2015

Технические требования № 00.—.ТТ.0010.45

Оборудование: Трансформатор силовой повышающий трехфазный двухобмоточный мощностью 1250 МВА с водо-масляной системой охлаждения вида Ц, класс напряжения 330 кВ

Адрес объекта: г.Удомля Тверской области

Таблица №1

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Нормативный документ
1.	Условия эксплуатации		
1.1	Тип трансформатора	ТЦ-1250000/330, аналог	
1.2	Номинальное напряжение сети, кВ	330	ГОСТ 721
1.3	Наибольшее рабочее напряжение сети, кВ	363	
1.4	Климатическое исполнение	У	ГОСТ Р 52719, п. 4.2.1, ГОСТ 15150, п. 2.1
1.5	Категория размещения	1	ГОСТ Р 52719, п. 4.2.1, ГОСТ 15150, п. 2.7
1.6	Верхнее рабочее значение температуры окружающего воздуха, °С: Верхнее предельное значение температуры окружающего воздуха, °С	плюс 40 плюс 45	ГОСТ 15150, п. 3.2
1.7	Нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха, °С: Нижнее предельное значение температуры окружающего воздуха, °С	минус 45 минус 50	ГОСТ 15150, п. 3.2
1.8	Высота установки над уровнем моря, м	До 1000	ГОСТ Р 52719, п. 4.2.1
1.9	Сейсмостойкость, баллов по шкале MSK-64	6	Требование ОАО «ФСК ЕЭС»
1.10	Категория сейсмостойкости по НП-031-01	II	А-116357 пм
1.11	НП-001-97 (ПНАЭ Г-01-011-97)	4	А-116357 пм
2.	Номинальные параметры и характеристики		
2.1	Номинальное напряжение, кВ: ВН НН	347 24	ГОСТ 17544

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Нормативный документ
2.2	Номинальная мощность трансформатора, МВ А	1250	
2.3	Номинальная частота, Гц	50	ГОСТ 13109
2.4	Номинальный ток, А ВН СН НН	2080 — 30070	
2.6	Схема и группа соединений обмоток	Yн/Δ–11	ГОСТ Р 52719, таблица Б.1,
2.7	Ток холостого хода, не более, %	0,55	ГОСТ 17544, таблица 5
2.8	Напряжение короткого замыкания, %	14,5	ГОСТ 17544, таблица 5
2.9	Потери холостого хода, не более, кВт	715	ГОСТ 17544, таблица 5
2.10	Потери короткого замыкания, не более, кВт	2200	ГОСТ 17544, п.1.4, таблица 5
2.11	Требования к электрической прочности изоляции		
2.11.1	Испытательные напряжения обмотки 330 кВ (уровень изоляции «А»):		ГОСТ 1516.3, таблица 4
	– полного грозового импульса, кВ	950	ГОСТ 1516.3, таблица 4
	– срезанного грозового импульса, кВ	1050	ГОСТ 1516.3, таблица 4
	– коммутационного импульса, относительно земли, кВ	850	ГОСТ 1516.3, таблица 4
	– коммутационного импульса, между фазами, кВ	1275	ГОСТ 1516.3, таблица 4
	– одноминутное переменное напряжение относительно земли, кВ	395	ГОСТ 1516.3, таблица 4
	– одноминутное переменное напряжение между фазами, кВ	525	ГОСТ 1516.3, таблица 4
2.11.2	Испытательные нормированные длительные переменные напряжения с измерением характеристик частичных разрядов, время при испытаниях:		ГОСТ 1516.3, п.п. 5.7.1, 5.7.2
	– типовых, не менее, мин	60	
	– приёмо–сдаточных, не менее, мин	30	
	– Удл, кВ	295	
	– уровень ЧР, пКл, не более	300	
2.11.3	Испытательное одноминутное переменное напряжение нейтрали ВН, кВ	85	ГОСТ 17544, п. 2.2.2.1
2.12	Требования к стойкости при коротких замыканиях	ДА	ГОСТ Р 52719, п. 9.3.2.4, ГОСТ 20243, РД 16.431–88

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Нормативный документ
2.13	Требования по нагреву		
2.13.1	Допустимые превышения температуры отдельных элементов трансформатора над температурой окружающей среды, °С, не более: – для обмоток – для масла – для магнитопровода и элементов конструкции	+65 +60 +75	ГОСТ Р 52719, п. 6.1.1
2.13.2	Максимальная температура обмоток при установившихся токах КЗ, не более, °С	250	ГОСТ Р 52719, п. 6.1.5
2.14	Требования к механической прочности		
	Бак должен выдерживать:		ГОСТ Р 52719, п. Г.18
	– избыточное давление, кПа	50 ⁺⁵	
	– при вакууме с остаточным давлением, кПа, не более	5	
3	Требования к материалам		
3.1	Показатели масла из бака трансформатора после заливки: – пробивное напряжение, кВ – тангенс угла диэлектрических потерь при температуре 90 °С, % – влагосодержание, г/т – содержание механических примесей/класс чистоты,	60 0,7 10 Отсутствие /12	РД 34.45–51.300–97 таблица 25.2.
3.2	Провод	Транспонированный, изготовленный по технологии, обеспечивающей отсутствие заусенцев	Требование ОАО «ФСК ЕЭС»
3.3	Степень полимеризации исходной намоточной бумаги обмоток, не менее, единиц	1250	Требование ОАО «ФСК ЕЭС»
3.4	Требование к контрольным кабелям	Контрольные кабели должны быть изготовлены из материалов, не поддерживающих горение	Требование ОАО «ФСК ЕЭС»
4	Требования к конструкции		
4.1	Уровень разъема бака	нижний	ГОСТ Р 52719, Приложение Г, Г.20
4.2	Защитное (газовое) реле с двумя сигнальными и двумя отключающими контактами, (да, нет)	Да	
4.3	Заземление магнитопровода с наружи бака трансформатора, (да, нет)	Да	
4.4	Наличие устройств раскрепления	Да	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Нормативный документ
	активной части в баке от смещения, (да, нет) <ul style="list-style-type: none"> • при транспортировке • в эксплуатации 	Да	
4.5	Марки, типы и производители основных комплектующих: Трансформаторное масло Обмоточный провод Электрокартон Покраска внутренней поверхности бака	Тип масла определяет производитель транспонированный Weidmann или аналог FEIDAL или аналог	
4.6	Наличие адсорбционного фильтра, (да, нет)	Да	
4.7	Наличие гибкой оболочки для защиты масла от соприкосновения с окружающим воздухом, (да, нет)	Да	
4.8	Наличие системы воздухоосушения, (да, нет)	Да	
4.9	Установка трансформатора горизонтальная (без уклона в сторону расширителя), (да, нет)	Да	
4.10	Требования к внутренней изоляции	Категория «А»	ГОСТ 1516.3–96
4.11	Передвижение трансформатора	Продольно–поперечное	
4.12	Форма катков	С ребордой	
4.13	Ширина колеи, мм (ГОСТ 11677–85; ГОСТ Р 52719–2007):	3х1524, расстояние между осями колеи 3188	
	- поперечного перемещения, мм – продольного перемещения, мм	1524	
4.14	Все шкафы управления, сигнализации, клеммные коробки должны быть оцинкованными или изготовлены из нержавеющей стали, (да, нет)	Да	
4.15	Требования к защитным покрытиям:		
4.15.1	Для масляных трансформаторов металлические поверхности элементов активной части, внутренние поверхности бака, расширителя должны иметь маслостойкое покрытие, защищающее масло от контакта с ними и не оказывающее вредного влияния на масло	Да	ГОСТ Р 52719 п. 6.5.2, Приложение В, п. В1.
4.15.2	Охладители систем охлаждения должны быть очищены и промыты трансформаторным маслом (да, нет)	Да	ГОСТ Р 52719 п. 6.5.2, Приложение В, п. В2.
4.15.3	Наружные поверхности трансформатора должны иметь стойкие	Да	ГОСТ Р 52719 п. 6.5.2,

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Нормативный документ
	к атмосферным воздействиям покрытия (да, нет)		Приложение В, п. В4.
4.15.4	Лакокрасочное покрытие должно быть серого, светло-серого цвета, согласно палитре RAL	RAL 7038	ГОСТ Р 52719 п. 6.5.2, Приложение В, п. В4.
4.16	В процессе приемосдаточных испытаний трансформатора проводить испытания на определение появления растворенных газов в масле путем постановки под рабочее напряжение на 24 часа циклами по 3–4 часа с отбором проб на ХАРГ после каждого цикла на предприятии–изготовителе в присутствии представителя Клн АЭС. В случае обнаружения горючих газов считать, что трансформатор испытания не выдержал	Да	Техническое решение «О проведении дополнительных испытаний блочного трансформатора» от 20.01.2015 №01.---.ТР.6887.45
4.17	Высоковольтные вводы		
4.17.1	Типы высоковольтных вводов (ВН, НН, нейтрали ВН)	Масляный или с RIP изоляцией	
4.17.2	Количество: – ВН 330 кВ – НН 24 кВ – нейтрали ВН	3 6 1	ГОСТ 17544, п. 2.5.1.1
4.17.3	Изоляция вводов напряжением 330 кВ:	Герметичные конденсаторные	ГОСТ Р 52719 п. Г.1, ГОСТ 10693
4.17.4	Удельная длина пути утечки внешней изоляции вводов, не менее, см/кВ, (III – сильная)	2,5	ГОСТ 9920, п. 2.1
4.17.5	Испытательная консольная нагрузка на ввод, для вводов напряжением 330 кВ, не менее, кН:	3,15	ГОСТ 10693, п. 2.25
4.17.6	Наличие измерительного вывода от изоляции ввода для возможности его технической диагностики	Да	ГОСТ 10693, п. 2.2.
4.17.7	Опыт эксплуатации вводов выбранного типа и климатического исполнения, лет	*	
4.17.8	Цвет покрышек вводов 330 кВ	белый	
4.17.9	Со стороны 24 кВ предусмотреть поставку ответной контактной части в сторону токопровода для крепления на ввод 24 кВ. Токоведущая шина токопровода: – диаметр наружный, мм – толщина стенки, мм	650 15	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Нормативный документ
4.18	Встроенные трансформаторы тока		
4.18.1.	На вводе ВН: – количество всего, не менее	6	Требование ОАО «ФСК ЕЭС», ГОСТ 7746, Таблица 5
	– первичный ток, А	4000, 3000, 2000	
	– вторичный ток, А	1	
	– кратность тока, не менее	20	
	– классы точности, %	0,5 S/0,5/10P	
	– кол-во по классам точности:		
	0,5S, шт	1	
	0,5, шт	1	
	10P, шт	4	
4.18.2	На вводе нейтрали ВН: – количество, не менее	4	Требование «ФСК ЕЭС», ГОСТ 7746, Таблица 5
	– первичный ток, А	1000	
	– вторичный ток, А	1	
	– кратность тока, не менее	20	
	– классы точности	0,5/5P	
	– кол-во по классам точности:	1	
	0,5, шт		
	5P, шт	3	
4.18.3	Все ответвления трансформаторов тока должны быть выведены в коробку для присоединения кабелей	Да	Требование «ФСК ЕЭС»
4.18.4	Периодичность проверок ТТ, не менее, лет	8	
4.18.5	Периодичность и объём технического обслуживания ТТ	В соответствии с руководством по эксплуатации трансформатора	Требование ОАО «ФСК ЕЭС»
4.19	Система охлаждения		
4.19.1	Вид системы охлаждения	Ц	
4.19.2	Состав системы охлаждения:	Состоит из двух частей, расположенных на баке трансформатора и вне бака трансформатора. Обе части системы охлаждения соединены маслопроводом. Маслопровод между двумя частями поставляется мерными отрезками труб без разделки.	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Нормативный документ
4.19.3	Шкафы автоматического управления на выносных стойках	Обязательно	ГОСТ Р 52719, п. Д.1.3
4.19.4	Ручное управление в системах охлаждения	Да	ГОСТ Р 52719, п. Д.7
4.19.5	Напряжение питания, В: – электродвигателей маслоохладителей переменного тока, – цепей управления переменного тока, – цепей сигнализации постоянного тока	~380 ~220 =220	ГОСТ Р 52719, п. Д.1.6, Требование ОАО «ФСК ЕЭС»
4.19.6	Автоматическое управление системой охлаждения	Да	ГОСТ Р 52719, п. Д.2
4.19.7	Срок эксплуатации маслоохладителей системы охлаждения, не менее, лет	30	Требование ОАО «ФСК ЕЭС»
4.19.8	Маслонасосы, маслоохладители, адсорбционные фильтры, запорная арматура, ШАОТ, указатель утечек, устройства протока охлаждающей воды	Да	
4.20	Система защиты масла от контакта с окружающим воздухом		
4.20.1	Устройство защиты масла от контакта с окружающим воздухом	Пленочная	ГОСТ Р 52719, п. 6.5.1.2
4.20.2	Емкость расширителя должна обеспечивать постоянно наличие в нем масла вне зависимости от режима работы трансформатора и температуры окружающей среды	Да	ГОСТ Р 52719, Приложение Г, Г.13
4.20.3	Система дыхания надплёночного пространства расширителя должна осуществляться через воздухоосушитель с силикагелем	Да	ГОСТ Р 52719, Приложение Г, Г.14
4.20.4	Маслоуказатель на расширителе с датчиками минимального и максимального уровня масла («MIN», «MAX»)	Да	ГОСТ Р 52719, Приложение Г, Г.22
4.20.5	Контрольные метки на шкале маслоуказателя для следующих температур масла при климатическом исполнении У:	минус 45; плюс 15; плюс 40 °С	ГОСТ Р 52719, Приложение Г, Г.13
4.21	Адсорбционные фильтры очистки масла от механических примесей	Да	ГОСТ Р 52719, п. Г.53
4.22	Измеритель температуры обмоток	Да	Требование ОАО «ФСК ЕЭС»
4.23	Устройства подъёма и перекачки в продольном и поперечном направлениях	да	ГОСТ Р 52719, Приложение Г, Г.46–48, Г.50
4.24	Габаритные размеры, не более, размеров, указанных в съемке действующей ячейки Т-1-330 (Приложение №1)	Да	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Нормативный документ
5	Требования по надежности		
5.1	Наработка на отказ, не менее, ч	25000	ГОСТ Р 52719, п. 6.7
5.2	Полный срок службы, не менее, лет	30	ГОСТ Р 52719, п. 6.7
5.3	Срок службы уплотнительной резины, лет, не менее	30	ГОСТ Р 52719 п.6.7
5.4	Гарантийный срок эксплуатации со дня ввода в эксплуатацию, лет	Гарантийный срок эксплуатации 36 месяцев с момента ввода в эксплуатацию или 48 месяцев с момента поставки	ГОСТ Р 52719 п.13.2, проект договора
5.5	Периодичность технического обслуживания без вывода в ремонт со снятием напряжения, мес., не более	12	Требование ОАО «ФСК ЕЭС
5.6	Периодичность технического обслуживания и ремонта со снятием напряжения, мес., не менее	18	Периодичность ремонта энергоблока (топливный цикл АЭС)
5.7	Объем технического обслуживания	В соответствии с руководством по эксплуатации трансформатора	
5.8	Срок службы до проведения подпрессовки обмоток, лет, не менее	30	Требование ОАО «ФСК ЕЭС»
5.9	Вероятность безотказной работы	0,99	
5.10	Уровень частичных разрядов	В соответствии с ГОСТ	ГОСТ 1516.3–96
6	Требования по безопасности		
6.1	Требования безопасности, в том числе пожарной	Да	ГОСТ Р 52719, п. 7.1, ГОСТ 12.2.007.2, ГОСТ 12.1.004, ГОСТ 14254
6.2	Заземление трансформатора в соответствии с ГОСТ: – при применении для заземления резьбового соединения диаметр резьбы – поверхность заземляющего контакта должна быть достаточной для присоединения к стальной шине, сечением, мм, не менее – расположение заземляющего контакта	Да M12 40x4 Внизу бака на стороне НН	ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ Р 52719, п. 7.2
6.3	Лестница, прикрепленная к баку, и упоры	Да	ГОСТ 12.2.007.2

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Нормативный документ
6.4	Предохранительные клапаны сброса давления и отсечные клапаны на трубе к расширителю	Да	Требование ОАО «ФСК ЕЭС», ГОСТ 12.2.007.2
6.5	Газовое реле	Да	ГОСТ Р 52719, п. Г. 36
6.6	Вывод заземления активной части наружу бака	Да	Требование ОАО «ФСК ЕЭС»
6.7	Российский Сертификат безопасности	Да	Требование ОАО «ФСК ЕЭС»
7	Требования по экологии		
7.1	Уровень напряжения радиопомех, измеренный при $1,1U_{н.р}/\sqrt{3}$, мкВ не более	2500	Требование ОАО «ФСК ЕЭС»
7.2	Допустимый скорректированный уровень звуковой мощности при номинальном напряжении, дБА, не более	116	ГОСТ 12.2.024 п.1.2, таблица 4
8	Комплект поставки		
8.1	Трансформатор силовой трехфазный двухобмоточный, с водо-масляной системой охлаждения вида Ц, в составе изделия:	1	ГОСТ Р 52719, п. 6.8.1, ГОСТ 11677–85
8.1.1	Активная часть в рабочем баке, шт	1	ГОСТ Р 52719, п. 6.8.1, ГОСТ 17544–85 п.4.1
8.1.2	Бак, шт	1	ГОСТ Р 52719, п. 6.8.1, ГОСТ 11677
8.1.3	Вводы: – ВН, шт – НН, шт – нейтрали, шт	3 6 1	
8.1.4	Устройство защиты масла, комплект	1	
8.1.5	Система охлаждения (масляный контур), комплект (маслонасосы; маслоохладители в комплекте с термометрами, манометрами и датчиками утечки, указатели потока масла; компенсаторы сильфонные, адсорбционные фильтры; запорная арматура масляного контура; шкаф управления системой охлаждения на выносных стойках; шкафы соединительные и приборы, не связанные жестко с баком трансформатора, на выносных стойках; трубы в сборе масляного контура в пределах маслоохладителей (обвязка		ГОСТ Р 52719, п. 6.8.1, 6.8.1.3; ГОСТ 17544–85 п.4.1

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Нормативный документ
	маслоохладителей); трубы в сборе масляного контура в пределах трансформатора (обязка трансформатора); трубы и фланцы масляного контура для подсоединения маслоохладителей системы охлаждения к трансформатору (трубы мерными отрезками длиной по 4м и фланцы насыпом).		
8.1.6	Расширитель с маслоуказателем	Да	ГОСТ 17544–85 п.4.1
8.1.6	Контрольно–измерительная аппаратура, комплект	1	
8.1.7	Вспомогательное оборудование, принадлежности, запасные части, комплект	1	
8.2	Отправка трансформатора без масла в баке (да, нет)	Да	
	Масло поставляется в отдельных емкостях (да, нет)	Да	
8.3	Резервное количество трансформаторного масла, 5% от рабочего объема: <ul style="list-style-type: none"> • для долива и технологических операций при монтаже (да, нет) • для долива в эксплуатации 	Да Да	
8.4	Наличие контактных клемм для крепления аппаратных зажимов (да, нет)	Да	
8.5	Указатель уровня масла в расширителе стрелочного типа со шкалой и возможностью дистанционного контроля уровня масла (контактами минимального и максимального уровня) (да, нет)	Да	
8.6	Индикатор температуры обмотки, с датчиком, установленным в макс нагретом месте обмотки	Да	
8.7	Индикатор температуры масла типа ОТИ–34 (АКМ, Швеция) или аналогичный с 4-мя контактами, с выходом 4–20 мА для системы АСУ ТП и мониторинга (да, нет)	Да	
8.8	Устройство для отбора проб газа из газового реле с уровня установки трансформатора (да, нет)	Да	
8.9	Предохранительные клапаны типа Qualitrol или аналогичный с	Да	ГОСТ 17544–85 п.4.1

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Нормативный документ
	контактами для сигнализации о срабатывании (да, нет)		
8.10	Клеммная коробка со степенью защиты	IP54	ГОСТ 14254–96
8.11	Контрольные кабели медные, многожильные, в броневом шланге, сечением мм ² : <ul style="list-style-type: none"> от трансформаторов тока от приборов контроля, сигнализации, защиты и мониторинга 	2,5 1,5	ГОСТ 17544–85 п.4.1
8.12	Контрольные кабели от приборов контроля, сигнализации, защиты, мониторинга, трансформаторов тока в пределах трансформатора и до отдельно стоящего шкафа на выносных стойках, расположенного не более чем в 15 метрах (по кабельной трассе) от трансформатора	Да	ГОСТ 17544–85 п.4.1
8.13	Все шкафы управления, соединения (сигнализации) должны быть оцинкованными или изготовлены из нержавеющей стали (да, нет)	Да	
8.14	Компоновка шкафов (управления, сигнализации)	Шкафы управления охлаждением блочного трансформатора и Шкафы соединения сигнализации выносного исполнения на отдельных стойках.	
8.15	Датчик для определения газо и влагосодержания масла типа TRANSFIX или аналог (да, нет)	Да	
8.16	Отсечной клапан фирмы Dargos, или аналог, шт	1	ГОСТ 17544–85 п.4.1
8.17	Газовое реле Бухгольца BF 80, или аналог, шт	1	ГОСТ 17544–85 п.4.1
9	Перечень прилагаемой документации на трансформатор, включая высоковольтные вводы, встроенные трансформаторы тока, масло, систему охлаждения на момент поставки		
9.1	Комплект документации на русском языке передаваемый Заказчику (в бумажном виде и на магнитном носителе (электронная версия)), должен включать: <ul style="list-style-type: none"> – паспорт и протоколы испытаний на каждую единицу оборудования (изделия); 	В комплекте с оборудованием предоставляется на русском языке в 3-х экз. и дисках CD вложенных в водонепроницаемый пакет	СТО 1.1.1.011001.0892–2012 п.5.20.1, 5.20.7, 5.20.9.

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Нормативный документ
	<ul style="list-style-type: none"> – технические условия (для оборудования производства РФ); – техническое описание (для импортного оборудования); – инструкции по монтажу, пуску и эксплуатации, техническому обслуживанию, погрузке, транспортировке и хранению; – перечень запасных частей; – чертежи, необходимые для транспортировки; – планы инспекций и испытаний; – габаритный и установочный (монтажный) чертежи, с указанием размеров, наибольших транспортных и установочных весов и размеров; – электрические и монтажные схемы трансформатора; – ведомость ЗИП в виде отдельного документа или как составная часть паспорта или формуляра; – комплект ремонтной документации (ТУ на ремонт, руководство по ремонту, конструкторская, техническая документация на сборку–разборку, программы/регламенты технического обслуживания и ремонта, сборочные чертежи, детализованные чертежи для деталей, имеющих срок службы меньше срока службы изделия, ведомость ЗИП на ремонт); – комплект технологической документации, содержащей необходимые сведения для проведения технологического обслуживания и ремонта с условием периодичности ремонта, кратного 18 месяцам и не менее чем 8–летним ремонтным циклом РУ) – документация на комплектующие изделия, поставляемые комплектно с трансформатором – сертификаты соответствия использованных материалов; 	сопроводительной документации Окончательный объем и состав документации определяется договором	
9.2	Сертификаты на масло для заполнения трансформатора	Да	
9.3	Эксплуатационная, монтажная и ремонтная документация должна быть	Да	СТО 1.1.1.011001.0892–2012 п.5.20.2

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Нормативный документ
	согласована с Заказчиком и соответствовать ГОСТ 2.601, ГОСТ 2.602		
9.4	Эксплуатационная, монтажная и ремонтная документация должны обеспечивать возможность разработки специализированными монтажными и наладочными организациями подробной технологии монтажа и наладки ЭТО, а также последующей его эксплуатации	Да	СТО 1.1.1.011001.0892–2012 п.5.20.3
9.6	Акты испытаний трансформатора или технического освидетельствования на заводе изготовителе на соответствие заявленным характеристикам.	Да	
10	Маркировка, упаковка, транспортирование		
10.1	<p>Маркировка:</p> <p>Трансформатор снабжается табличкой, на которой должны быть нанесены следующие данные:</p> <ul style="list-style-type: none"> – товарный знак предприятия–изготовителя); – наименование изделия (трансформатор); – заводской номер; – условное обозначение типа; – обозначение НД на трансформатор; – дата изготовления; – условное обозначение схемы и группы соединения обмоток; – номинальная частота, Гц; – номинальный режим (в том случае, если он отличается от продолжительного режима); – номинальная мощность, кВт*А – номинальные напряжения трансформатора, В – номинальные токи обмоток, А; – напряжение КЗ, В – уровень изоляции обмотки и ее нейтрали (указывают испытательные напряжения промышленной частоты и полного грозового импульса для внутренней изоляции); – полная масса трансформаторов, кг или т; – масса масла, т; – масса активной части, т; – транспортная масса, т, – масса съёмной части бака, т, в транспортном состоянии – для 	Обязательно	ГОСТ Р 52719, п. 6.9.1

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Нормативный документ
	трансформаторов с нижним разъемом		
10.2	Упаковка		
10.2.1	Трансформатор, а также демонтированные на время транспортирования крупногабаритные составные части перевозят без упаковки	В соответствии с правилами перевозки грузов	
10.2.2	Составные части, внутренняя поверхность которых при эксплуатации трансформатора имеет контакт с маслом, при транспортировании и хранении должны быть герметизированы	Да	Требование ОАО «ФСК ЕЭС»
10.2.3	Наличие «шок-индикатора» на трансформаторе для контроля условий транспортирования для контроля условий транспортирования	Да	Требование ОАО «ФСК ЕЭС»
10.3	Транспортирование		
10.3.1	Условия транспортирования	ж.д. транспортом	ГОСТ Р 52719, п. 11.1.2
10.3.2	Передвижение трансформатора	продольно–поперечное	
	Форма катков	с ребордой	
10.3.3	Ширина колеи, мм: – поперечного перемещения – продольного перемещения	3х1524, расстояние между осями колеи 3188 1524	ГОСТ 11677–85; ГОСТ Р 52719–2007, ГОСТ 11677–85 п.12.6.2.; ГОСТ Р 52719–2007 п.Г.47)
10.3.4	Доставка оборудования до места назначения	Поставщиком на склад Заказчика Калининская АЭС	
10.3.5	Фирма–производитель обеспечивает шеф–инженерное сопровождение работ с момента поставки на склад Заказчика до ввода в эксплуатацию трансформатора. Объем услуг определяется договором	Да	
11	Требования к качеству:		
11.1	Изготовление оборудования на головном предприятии поставщика с обеспечением 3 категории качества, (да, нет)	Да	СТО СМК–ПКФ–015–06
11.2	Пребывание специалистов ОАО «Концерн Росэнергоатом», Заказчика и Уполномоченной организации на предприятии изготовителя для контроля качества изготовления и	Да	СТО 1.1.1.011001.0892–2012

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Нормативный документ
	аттестации производства не менее 3 раз в количестве 3 человек, (да, нет)		
11.3	Наличие технического сопровождения приемки (совместная приемка с поставщиком) на заводе-изготовителе, (да, нет)	Да	СТО 1.1.1.011001.0892-2012

Во всем неоговоренном трансформатор должен соответствовать требованиям ГОСТ Р 52719, ГОСТ 11677-85, ГОСТ 17544-85.

Начальник ЭЦ



А.В. Алексеев

ЗГИИПМ



В.С. Балашов

ЗГИ ЭТО



Н.А. Петухов

ЗНЭЦ ПСЭ



А.Б. Шапс

ЭЦ, Миронова
67200