



Федеральное бюджетное учреждение
«Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и
испытаний в Красноярском крае»

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель ГИИ СИ
ФБУ «Красноярский ЦСМ»

С.А. Ширко

25 августа 2015 г.



Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии

АО «Ванкорнефть»

Методика поверки

18-18/010 МП

и р. 62094-15

Красноярск

2015 г.

1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «Ванкорнефть» ОАО «НК «Роснефть». Методика поверки устанавливает порядок и методы проведения первичной, периодических и внеочередных поверок.

1.2 Поверку АИИС КУЭ проводят покомпонентным способом с учетом положений разд. 8 ГОСТ Р 8.596. Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ приведен в приложении А.

Первичную поверку АИИС КУЭ выполняют после ее ввода в эксплуатацию. Периодическую поверку АИИС КУЭ выполняют в процессе эксплуатации АИИС КУЭ с интервалом между поверками 4 года.

1.3 Измерительные компоненты АИИС КУЭ (ИК АИИС КУЭ) поверяют с интервалом между поверками, установленным при утверждении их типа. Если очередной срок поверки ИК АИИС КУЭ наступает до очередного срока поверки АИИС КУЭ, поверяется только этот компонент и поверка АИИС КУЭ не проводится. После поверки и восстановления ИК АИИС КУЭ выполняется проверка ИК АИИС КУЭ в той его части и в том объеме, который необходим для того, чтобы убедиться, что действия, связанные с поверкой измерительного компонента, не нарушили метрологических свойств ИК (схема соединения, коррекция времени и т.п.).

1.4 Внеочередную поверку АИИС КУЭ проводят после ремонта системы, замены ее измерительных компонентов, аварий в энергосистеме, если эти события могли повлиять на метрологические характеристики ИК. Допускается подвергать поверке только те ИК, которые подверглись указанным выше воздействиям, при условии, что собственник АИИС КУЭ подтвердит официальным заключением, что остальные ИК этим воздействиям не подвергались. В этом случае может быть оформлено дополнение к основному свидетельству о поверке системы с соответствующей отметкой в основном свидетельстве.

2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей методике использованы ссылки на следующие нормативные документы:

ПР 50.2.006-94	«ГСИ. Порядок проведения поверки средств измерений»
ПР 50.2.007-2001	«ГСИ. Поверительные клейма»
ПР 50.2.012-94	«ГСИ. Порядок аттестации поверителей средств измерений»
Р 50.2.077-2014	«ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения»
ГОСТ Р 8.596-2002	«ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения»
ГОСТ 12.2.007.0-75	«ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности»
ГОСТ 12.2.007.3-75	«ССБТ. Электротехнические устройства на напряжение свыше 1000 В. Требования безопасности»
ПОТ РМ-016 (РД 153-34.0-03.150)	«Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок»

3 ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

3.1 В настоящей методике использованы следующие обозначения:

- $U_{ном}$ - номинальное напряжение;
- $U_{л}$ - падение напряжения в проводной линии связи;
- $S_{ном}$ - номинальная мощность.

3.2 В настоящей методике использованы следующие сокращения:

АИИС КУЭ - автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии;

БД	- база данных;
ИВК	- верхний уровень АИИС КУЭ – информационно-вычислительный комплекс;
ИК	- измерительный канал;
НД	- нормативный документ;
ПО	- программное обеспечение;
СИ	- средство измерений;
ТН	- измерительный трансформатор напряжения;
ТТ	- измерительный трансформатор тока;
УСПД	- устройство сбора и передачи данных;
УССВ	- устройство синхронизации системного времени.

4 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении проверок выполняют операции, указанные в табл. 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта методики поверки	Проведение операции при поверке		
		первичной	периодической	внеочередной
1 Внешний осмотр	10.1	Да	Да	Да
2 Проверка измерительных компонентов АИИС КУЭ	10.2	Да	Нет	Нет
3 Проверка счетчиков электрической энергии	10.3	Да	Да	Да
4 Проверка УСПД	10.4	Да	Да	Да
5 Проверка соответствия ПО	10.5	Да	Да	Да
6 Проверка функционирования сервера АИИС КУЭ	10.6	Да	Да	Да
7 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения	10.7	Да	Нет	Да
8 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока	10.8	Да	Нет	Да
9 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком	10.9	Да	Нет	Да
10 Проверка погрешности часов ИК АИИС КУЭ	10.10	Нет	Да	Да
11 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	10.11	Нет	Да	Да

5 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

5.1 При проведении поверки применяют средства измерений и вспомогательные устройства, указанные в табл. 2.

Таблица 2 – Средства поверки

№ п/п	Наименование средства поверки
1	Переносной компьютер с ПО «Конфигуратор СЭТ-4ТМ» и «Электроколлектор»
2	Устройство синхронизации системного времени УСВ-1 с GPS-приемником

№ п/п	Наименование средства поверки
3	Термометр лабораторный с пределом измерений от минус 40 до +50 °С, абс. погрешность не более ± 1 °С
4	Вольтамперфазометр Парма ВАФ-А с пределами измерений: - для тока от 0 до 10 А, отн. погрешность $\pm [1 + 0,1 \times (I_k / I_n - 1)] \%$, - для напряжения от 0 до 460 В, отн. погрешность $\pm [1 + 0,1 \times (U_k / U_n - 1)] \%$, - для частоты от 45 до 65 Гц, отн. погрешность $\pm 0,1 \%$, - для мощности от 0 до 4600 Вт (Вар), отн. погрешность $\pm 3 \%$

5.2 Допускается применение других средств поверки, обеспечивающих проверку метрологических характеристик СИ с требуемой точностью.

5.3 Применяемые средства измерений должны иметь действующие свидетельства о поверке.

6 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

6.1 К проведению поверки АИИС КУЭ допускают поверителей, аттестованных в соответствии с ПР 50.2.012, изучивших настоящую рекомендацию и руководство по эксплуатации на АИИС КУЭ, имеющих стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года.

6.2 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов тока, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ "Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации" и прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

6.3 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов напряжения, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ "Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации" и прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV.

6.4 Измерение потерь напряжения в линии соединения счетчика с измерительным трансформатором напряжения, входящими в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ "Методика выполнения измерений потерь напряжения в линиях соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации" и прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV.

7 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

7.1 При проведении поверки должны быть соблюдены требования безопасности, установленные ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ 12.2.007.3, "Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей", "Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей", "Межотраслевых правил по охране труда (правил безопасности) при эксплуатации электроустановок" ПОТ РМ-016 (РД 153-34.0-03.150), а также требования безопасности на средства поверки, поверяемые трансформаторы и счетчики, изложенные в их руководствах по эксплуатации.

7.2 Эталонные средства измерений, вспомогательные средства поверки и оборудование должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003, ГОСТ 12.2.007.3.

8 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

Условия поверки АИИС КУЭ должны соответствовать условиям ее эксплуатации, нормированным в технической документации, но не выходить за нормированные условия применения средств поверки.

9 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

9.1 Для проведения поверки представляют следующую документацию:

- руководство по эксплуатации АИИС КУЭ;
- описание типа АИИС КУЭ;
- свидетельства о поверке измерительных компонентов, входящих в ИК, и свидетельство о предыдущей поверке системы (при периодической и внеочередной поверке);
- паспорта-протоколы на ИК;
- рабочие журналы АИИС КУЭ с данными по климатическим и иным условиям эксплуатации за интервал между поверками (только при периодической поверке).

9.2 Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

- проводят организационно-технические мероприятия по доступу поверителей и персонала энергообъектов к местам установки измерительных трансформаторов, счетчиков электроэнергии, УСПД; по размещению эталонов, отключению в необходимых случаях поверяемых средств измерений от штатной схемы;
- проводят организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасности поверочных работ в соответствии с действующими правилами и руководствами по эксплуатации применяемого оборудования;
- средства поверки выдерживают в условиях и в течение времени, установленных в НД на средства поверки;
- все средства измерений, которые подлежат заземлению, должны быть надежно заземлены, подсоединение зажимов защитного заземления к контуру заземления должно производиться ранее других соединений, а отсоединение - после всех отсоединений.

10 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

10.1 Внешний осмотр

10.1.1 Проверяют целостность корпусов и отсутствие видимых повреждений измерительных компонентов, наличие поверительных пломб и клейм.

10.1.2 Проверяют размещение измерительных компонентов, правильность схем подключения трансформаторов тока и напряжения к счетчикам электрической энергии; правильность прокладки проводных линий по проектной документации на АИИС КУЭ.

10.1.3 Проверяют соответствие типов и заводских номеров фактически использованных измерительных компонентов типам и заводским номерам, указанным в паспорт-формуляре АИИС КУЭ.

10.1.4 Проверяют отсутствие следов коррозии и нагрева в местах подключения проводных линий.

10.2 Проверка измерительных компонентов АИИС КУЭ

Проверяют наличие свидетельств о поверке и срок их действия для всех ИК ИС: измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электрической энергии, УСПД. При обнаружении просроченных свидетельств о поверке измерительных компонентов или свидетельств, срок действия которых близок к окончанию, дальнейшие операции по поверке ИК, в который они входят, выполняют после поверки этих измерительных компонентов.

10.3 Проверка счетчиков электрической энергии

10.3.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на счетчике и испытательной коробке. Проверяют наличие документов энерго-

сбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения счетчика к цепям тока и напряжения, в частности, правильность чередования фаз. При отсутствии таких документов или нарушении (отсутствии) пломб проверяют правильность подключения счетчиков к цепям тока и напряжения (соответствие схем подключения - схемам, приведенным в паспорте на счетчик). Проверяют последовательность чередования фаз с помощью вольтамперфазометра. При проверке последовательности чередования фаз действуют в соответствии с указаниями, изложенными в руководстве по его эксплуатации.

10.3.2 Проверяют работу всех сегментов индикаторов, отсутствие кодов ошибок или предупреждений, прокрутку параметров в заданной последовательности.

10.3.3 Проверяют работоспособность оптического порта счетчика с помощью переносного компьютера. Преобразователь подключают к любому последовательному порту переносного компьютера. Опрашивают счетчик по установленному соединению. Опрос счетчика считается успешным, если получен отчет, содержащий данные, зарегистрированные счетчиком.

10.3.4 Проверяют соответствие индикации даты в счетчике календарной дате (число, месяц, год). Проверку осуществляют визуально или с помощью переносного компьютера через оптопорт.

10.4 Проверка УСПД

10.4.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на УСПД. При отсутствии или нарушении пломб проверяют правильность подключения УСПД.

10.4.2 Проверяют правильность функционирования УСПД в соответствии с его эксплуатационной документацией с помощью тестового программного обеспечения. Проверка считается успешной, если все подсоединенные к УСПД счетчики опрошены и нет сообщений об ошибках.

10.4.4 Проверяют правильность значений коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, хранящихся в памяти УСПД.

10.5 Проверка соответствия ПО

10.5.1 Проверку соответствия ПО проводят по Р 50.2.077.

10.5.2 После запуска ПК «Энергосфера» запускают программу хеширования файлов «MD5.EXE» и открывают каталог модулей библиотеки.

10.5.4 Выделяют файл, наименование которого приведено в табл. 3. и просчитывают хэш-код. Проверку считают успешной, если хэш-код соответствует данным 4-ой графы в табл. 3.

Таблица 3 – Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПК «Энергосфера»	pso_metr.dll	1.1.1.1	6c38ccdd09ca8f92d6f96ac33d137ae0	MD5

10.6 Проверка функционирования сервера АИИС КУЭ

10.6.1 Проводят опрос текущих показаний всех счетчиков электроэнергии.

10.6.2 Проверяют глубину хранения измерительной информации в сервере ИВК АИИС КУЭ.

10.6.3 Проверяют защиту программного обеспечения на ИВК и АРМ ЗАО «ЕЭСнК» АИИС КУЭ от несанкционированного доступа.

Для этого в менеджере ПК «Энергосфера» запускают на выполнение программу «Центр экспорта/импорта» сбора данных и формирования отчета в формате 80020 на АРМе ЗАО «ЕЭСнК». С АРМа ЗАО «ЕЭСнК» отправляют отчеты коммерческому оператору с помощью криптографических утилит ПО ЭЦП «КриптоПро CSP», «CryptoSendMail» и соответ-

ствующих сертификатов ключей.

Проверку считают успешной, если при получении ответного сообщения от коммерческого оператора отсутствует информация об ошибках.

10.7 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения

10.7.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергоснабжающих организаций на клеммных соединениях, имеющихся на линии связи измерительных трансформаторов напряжения (ТН) со счетчиком. Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН. При отсутствии таких документов или нарушении (отсутствии) пломб проверяют правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН.

10.7.2 При проверке мощности нагрузки вторичных цепей ТН необходимо убедиться, что отклонение вторичного напряжения при нагруженной вторичной обмотке составляет не более 10% от номинального напряжения ($U_{ном}$).

Измеряют мощность нагрузки ТН, которая должна находиться в диапазоне (0,25-1,0) от номинальной ($S_{ном}$). Измерение мощности нагрузки вторичных цепей ТН проводят в соответствии с аттестованной в установленном порядке методикой выполнения измерений.

Примечания:

1 Допускается измерения мощности нагрузки вторичных цепей ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего интервала между поверками системы. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше условия для ТН.

2 Допускается мощность нагрузки определять расчетным путем, если известны входные (проходные) импедансы всех устройств, подключенных ко вторичным обмоткам измерительных трансформаторов.

10.8 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока

10.8.1 Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения вторичных обмоток измерительных трансформаторов тока (ТТ). При отсутствии таких документов проверяют правильность подключения вторичных обмоток ТТ.

10.8.2 Измеряют мощность нагрузки вторичных цепей ТТ, которая должна находиться в диапазоне (0,25-1,0) $S_{ном}$.

Измерение тока и вторичной нагрузки ТТ проводят в соответствии с аттестованной в установленном порядке методикой выполнения измерений.

Примечания:

1 Допускается измерение мощности нагрузки вторичных цепей ТТ не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего срока интервала между поверками системы. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше условия для ТТ.

2 Допускается мощность нагрузки определять расчетным путем, если известны входные (проходные) импедансы всех устройств, подключенных ко вторичным обмоткам ТТ.

10.9 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком

Измеряют падение напряжения (U_n) в проводной линии связи для каждой фазы по утвержденному документу «Методика выполнения измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации». Падение напряжения не должно превышать 0,25% от номинального значения на вторичной обмотке ТН.

Примечания:

1 Допускается измерение падения напряжения в линии соединения счетчика с ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на

данный измерительный канал в течение истекающего срока интервала между поверками системы. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше требования.

2 Допускается падение напряжения в линии соединения счетчика с ТН определять расчетным путем, если известны параметры проводной линии связи и сила электрического тока, протекающего через линию связи.

10.10 Проверка погрешности часов ИК ИС

Проверку погрешности часов ИК ИС проводят одним из двух методов.

10.10.1 Распечатывают журнал событий устройства («Журнал СО») с параметром «Коррекция времени» и «Журнал ИВК».

АИИС КУЭ считают выдержавшей испытание по п. 10.10, если во всех сообщениях:

– в «Журнале СО» в поле «Комментарии» событий «коррекция времени по GPS на 0...» и «коррекция времени на 0...» указывается, что было опережение (отставание) не более чем на 2 с;

– в «Журнале ИВК» в поле «Комментарий» события «синхр.USD_ЭКОМ ...» часы УСПД скорректированы не больше чем на величину уставки допустимого расхождения между часами УСПД и УССВ плюс 1 с.

10.10.2 Погрешность часов ИК ИС проверяют непосредственным сличением часов счетчиков, УСПД и ИВК с показаниями эталонных часов, синхронизированных по GPS, (например, «УСВ-1-01»).

Время с часов счетчиков считывают при помощи переносного компьютера с оптопортом и ПО «Конфигуратор СЭТ-4ТМ» и «Электроколлектор». Время переносного компьютера устанавливают по эталонным часам.

Результаты проверки считаются положительными, если расхождения часов счетчиков, УСПД и ИВК относительно эталонных часов не превышают ± 5 с.

10.11 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена

Операция проверки отсутствия ошибок информационного обмена предусматривает экспериментальное подтверждение идентичности числовой измерительной информации в счетчиках электрической энергии (исходная информация), и памяти центрального сервера.

В момент проверки все технические средства, входящие в состав проверяемого ИИК, должны быть включены.

10.11.1 На центральном компьютере (сервере) системы распечатывают значения активной и реактивной электрической энергии, зарегистрированные с 30-ти минутным интервалом за полные предшествующие дню проверки сутки по всем ИК. Проверяют наличие данных, соответствующих каждому 30-ти минутному интервалу времени. Пропуск данных не допускается за исключением случаев, когда этот пропуск был обусловлен отключением ИИК или устраненным отказом какого-либо компонента системы.

10.11.2 Распечатывают журнал событий счетчика и УСПД и отмечают моменты нарушения связи между измерительными компонентами системы. Проверяют сохранность измерительной информации в памяти УСПД и центральном сервере системы на тех интервалах времени, в течение которого была нарушена связь.

10.11.3 Распечатывают на центральном компьютере (сервере) профиль нагрузки за полные сутки, предшествующие дню поверки. Используя переносной компьютер, считывают через оптопорт профиль нагрузки за те же сутки, хранящийся в памяти счетчика. Различие значений активной (реактивной) мощности, хранящейся в памяти счетчика (с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов) и базе данных центрального сервера не должно превышать двух единиц младшего разряда учетного значения.

10.11.4 Рекомендуются вместе с проверкой по п. 8.10.3 сличать показания счетчика по активной и реактивной электрической энергии строго в конце получаса (часа) и сравнивать с данными, зарегистрированными в центральном компьютере (сервере) системы для того же момента времени. Для этого визуально или с помощью переносного компьютера через опто-

порт считывают показания счетчика по активной и реактивной электрической энергии и сравнивают эти данные (с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов), с показаниями, зарегистрированными в центральном компьютере (сервере) системы. Расхождение не должно превышать две единицы младшего разряда.

11 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

11.1 На основании положительных результатов по пунктам раздела 10 выписывают свидетельство о поверке ИК АИИС КУЭ в соответствии с ПР 50.2.006. В приложении к свидетельству указывают перечень СИ с указанием заводских номеров.

11.2 Поверительные клейма наносят в соответствии с ПР 50.2.007 в свидетельство о поверке.

11.3 При отрицательных результатах поверки ИК АИИС КУЭ признается негодным к дальнейшей эксплуатации и на него выдают извещение о непригодности в соответствии с ПР 50.2.006 с указанием причин.

Начальник отдела СНТР



(подпись)

Н.М. Лясковский

Ведущий инженер ОСНТР



(подпись)

С.Г. Пурнов

Приложение А

(справочное)

Состав 1-го и 2-го уровней измерительных каналов АИИС КУЭ

А.1 Состав АИИС КУЭ АО «Ванкорнефть» приведен в табл. А.1.

Таблица А.1 – Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ АО «Ванкорнефть»

№ ИК	Наименование присоединения	Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ				Вид электро-энергии
		Счетчик электроэнергии	Трансформатор тока (ТТ)	Трансформатор напряжения (ТН)	УСПД	
1	ПС 110/35/10 кВ № 33 «НПС-1», ОРУ-110 кВ, 1сш-110 кВ, ввод ВЛ 110 кВ Мангазея – НПС-1 I цепь	СЭТ-4ТМ.03М, 1 ед., $K_T=0,2S/0,5$; № ГР 36697-08; Зав. № 0807090968	АМТ 145/3, 1 ед.; $K_T = 0,5S$; $K_I = 600/5$; № ГР 37102-08; Зав. № 09/093 120	SUD 145/S, 1 ед., $K_T = 0,2$; $K_U = 110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$; № ГР 37114-08; Зав. № 09-093 124	ЭКОМ-3000; № ГР 17049-09; Зав. № 12135241	Активная и реактивная электроэнергия
2	Ванкорская ГТЭС, ОРУ-110 кВ, 1сш-110 кВ, ввод ВЛ 110 кВ Мангазея – Ванкор I цепь	СЭТ-4ТМ.03М, 1 ед., $K_T=0,2S/0,5$; № ГР 36697-12; Зав. № 0810142178	ТОГФ-110Ш 3 ед.; $K_T = 0,2S$; $K_I = 600/1$; № ГР 44640-10; Зав. №№ 43, 41, 40	ЗНОГ-110-IV, 3 ед., $K_T = 0,2$; $K_U = 110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$; № ГР 61523-15; Зав. №№ 7-79-7, 7-79-8, 7-79-9	ЭКОМ-3000; № ГР 17049-09; Зав. № 07145587	
3	ПС 110/35/10 кВ № 33 «НПС-1», ОРУ-110 кВ, 2сш-110 кВ, ввод ВЛ 110 кВ Мангазея – НПС-1 II цепь	СЭТ-4ТМ.03М, 1 ед., $K_T=0,2S/0,5$; № ГР 36697-08; Зав. № 0807091005	АМТ 145/3 1 ед.; $K_T = 0,5S$; $K_I = 600/5$; № ГР 37102-08; Зав. № 09/093 121	SUD 145/S, 1 ед., $K_T = 0,2$; $K_U = 110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$; № ГР 37114-08; Зав. № 09-093 125	ЭКОМ-3000; № ГР 17049-09; Зав. № 12135241	
4	Ванкорская ГТЭС, ОРУ-110 кВ, 2сш-110 кВ, ввод ВЛ 110 кВ Мангазея – Ванкор II цепь	СЭТ-4ТМ.03М, 1 ед., $K_T=0,2S/0,5$; № ГР 36697-12; Зав. № 0810141120	ТОГФ-110Ш 3 ед.; $K_T = 0,2S$; $K_I = 600/1$; № ГР 44640-10; Зав. №№ 42, 44, 39	ЗНОГ-110-IV, 3 ед., $K_T = 0,2$; $K_U = 110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$; № ГР 61523-15; Зав. №№ 7-79-11, 7-79-13, 7-79-15	ЭКОМ-3000; № ГР 17049-09; Зав. № 07145587	