



СОГЛАСОВАНО

Руководитель ЦИ СИ СНИИМ –
зам. директора ФГУП «СНИИМ»
В. И. Евграфов

Шуф

« 21 » 07 2010 г.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

<p>Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) ОАО «Ижевский мотозавод «Аксион-Холдинг»</p>	<p>Внесена в Государственный реестр средств измерений. Регистрационный № <u>44883-10</u></p>
--	--

Изготовлена по технической документации ООО «Сиб МИР», г. Новосибирск, зав. №1.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) ОАО «Ижевский мотозавод «Аксион-Холдинг», зав. №1 (далее АИИС) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, средней активной и реактивной электрической мощности и измерения времени в шкале времени UTC.

Область применения – коммерческий учет электрической энергии, потребляемой ОАО «Ижевский мотозавод «Аксион-Холдинг».

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ выполняет следующие функции:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический и по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в организации–участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций–участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- измерение времени.

АИИС КУЭ включает в себя информационно-измерительные комплексы точек измерений (ИИК ТИ), информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), информационно-вычислительный комплекс (ИВК).

ИИК ТИ образованы трансформаторами тока (ТТ), трансформаторами напряжения (ТН) и счётчиками электроэнергии. Состав ИИК ТИ, входящих в состав АИИС, приведен в таблице 1.

ТТ и ТН, входящие в состав ИИК ТИ, выполняют функции масштабного преобразования тока и напряжения для каждого присоединения, в которых они используются. В ИИК ТИ №13 ТТ и ТН не используются, в ИИК ТИ 9 – 12, 17 – 24 ТН не используются.

Мгновенные значения аналоговых сигналов тока и напряжения преобразуются счетчиками электрической энергии АИИС в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения мощности. За период сети из мгновенных значений мощности вычисляется активная мощность, из мгновенных значений тока и напряжения их среднеквадратические значения и, затем, полная мощность. Реактивная мощность вычисляется из значений активной и полной мощности.

Приращения активной (реактивной) электрической энергии вычисляются как интеграл по времени от значений активной (реактивной) мощности

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Счетчик электрической энергии по истечении каждого получасового интервала осуществляет привязку результатов измерения электрической энергии к времени в шкале UTC с учетом поясного времени.

ИВКЭ построен на базе контроллера сетевого промышленного «СИКОН С70», который выполняет функции устройства сбора и передачи данных (УСПД). Контроллер «СИКОН С70» обеспечивает сбор результатов измерений со счетчиков ИИК ТИ №№ 1, 14 - 16, хранение результатов измерений и доступ к ним по основному каналу связи со стороны ИВК. В качестве основного канала связи используется телефонная коммутируемая линия.

ИВК АИИС выполнен на базе комплекса информационно-вычислительного «ИКМ-Пирамида». ИВК работает под управлением программного обеспечения «Пирамида-2000». ИВК обеспечивает сбор результатов измерений и журналов событий, хранящихся в памяти контроллера «СИКОН С70» ИВКЭ, а также непосредственный опрос счетчиков ИИК ТИ №№ 2 – 13, 17 – 24. ИВК обеспечивает сбор результатов измерений и их умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН, сбор журналов событий счетчиков и контроллера «СИКОН С70», хранение результатов измерений и журналов событий, синхронизацию часов счетчиков и контроллера «СИКОН С70» с собственным системным временем.

ИВК АИИС обеспечивает просмотр результатов измерений с помощью автоматизированного рабочего места и автоматическую передачу результатов измерений во внешние системы по протоколу SMTP (спецификация RFC 821) в формате XML 1.0, в том числе в ИАСУ КУ ОАО «АТЭС», информационные системы филиала ОАО «СО ЕЭС» «Удмуртское РДУ», филиала ОАО «ТГК-5» «Ижевская ТЭЦ», ОАО «Удмуртская энергосбытовая компания», ООО «Мечел-Энерго».

Для построения каналов связи между ИВК, ИВКЭ и счетчиками ИИК ТИ используются связующие компоненты, перечисленные в таблице 2. ИИК ТИ, ИВКЭ, ИВК и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК).

АИИС КУЭ выполняет измерение времени в шкале UTC(SU). Шкала времени системных часов комплекса информационно-вычислительного «ИКМ-Пирамида» автоматически синхронизируется с часами сервера точного времени Государственного эталона времени и частоты, обеспечивающего передачу шкалы времени UTC(SU) по протоколу NTP. ИВК АИИС обеспечивает синхронизацию часов счетчиков электрической энергии и контроллера «СИКОН С70», если поправка часов счетчиков или контроллера превышает ± 1 с, проверка этого условия осуществляется один раз в 30 минут. Контроллер «СИКОН С70» обеспечивает синхронизацию часов, подключенных к нему счетчиков, если

поправка их часов превышает ± 1 с относительно шкалы времени часов контроллера, проверка этого условия осуществляется один раз в 30 минут.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Количество измерительных каналов АИИС	24
Границы допускаемой относительной погрешности ИК АИИС (кроме ИК №13) при доверительной вероятности $P=0,95$ при измерении активной и реактивной электрической энергии и активной и реактивной средней мощности в рабочих условиях применения приведены в таблице 3*.	
Границы допускаемой относительной погрешности ИК №13 АИИС при доверительной вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии приведены в таблице 4.	
Предел допускаемого значения поправки часов счетчиков электрической энергии относительно шкалы времени UTC не более, с	± 5 .
Период измерений активной и реактивной средней электрической мощности и приращений электрической энергии, минут.....	30.
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут	30.
Формирование XML-файла для передачи внешним организациям.....	автоматическое.
Формирование базы данных с результатами измерений с указанием времени проведения измерений и времени поступления результатов измерений в базу данных	автоматическое.
Глубина хранения результатов измерений в базе данных не менее, лет.....	3,5.
Ведение журналов событий ИВК и ИИК ТИ	автоматическое.
Рабочие условия применения технических средств ИИК ТИ:	
температура окружающего воздуха, °С.....	от 0 до плюс 40;
частота сети, Гц.....	от 49,5 до 50,5;
индукция внешнего магнитного поля, мТл	не более 0,05.
Допускаемые значения информативных параметров входного сигнала:	
ток, % от $I_{ном}$	от 5 до 120%;
напряжение, % от $U_{ном}$	от 90 до 110;
коэффициент мощности, $\cos \varphi$ (при измерении активной электрической энергии и мощности)	0,5 инд.-1,0-0,5 емк.;
коэффициент реактивной мощности, $\sin \varphi$ (при измерении реактивной электрической энергии и мощности, кроме ИК №13).....	0,5 инд.-1,0-0,5 емк.
Рабочие условия применения технических средств ИВКЭ и ИВК:	
температура окружающего воздуха, °С.....	от 0 до плюс 40;
частота сети, Гц.....	от 49 до 51;
напряжение сети питания, В	от 198 до 242.
Средняя наработка на отказ, часов.....	не менее 1774;
Коэффициент готовности	не менее 0,998.

* Рассчитаны по методике РД 153-34.0-11.209-99

Таблица 1 – Состав ИИК ТИ АИИС

№ И К	Диспетчерское наименование присоединения	Трансформаторы тока				Трансформаторы напряжения				Счетчики электрической энергии				
		Тип	Зав. № по фазам)	К-т тр-и	Кл. точ н.	Тип	Зав. № (по фазам)	К-т тр-и	Кл. точн.	Тип	Зав. №	Класс точн. при измерении электроэнергии	акт.	реакт
1	РУ-6-26 яч. №24 (ф-6 кВ №56 Ижевская ТЭЦ-1)	ТПЛ-10 ТПЛ-10	A: 18302 C: 35917	400/5 400/5	0,5 0,5	НТМИ-6-66-У3	40033	6000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.03	803102742	0,5S	1	
2	РУ-6-7 яч. №2 (ф-6 кВ №62 Ижевская ТЭЦ-1)	ТПЛ-10 ТПЛ-10	A: 18251 C: 18770	400/5 400/5	0,5 0,5	НТМИ-6-66-У3	4028	6000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.03	803102833	0,5S	1	
3	РУ-6-7 яч. №27 (ф-6 кВ №1327 ПС-110/6 кВ "Кульбаза")	ТПОЛ-10 ТПОЛ-10	A: 4100С; 4152	600/5 600/5	0,5 0,5	НТМИ-6-66-У3	5905	6000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.03	803102641	0,5S	1	
4	РУ-6-7 яч. №2 (ф-6 кВ №1322 ПС-110/6 кВ "Кульбаза")	ТПОЛ-10 ТПОЛ-10	A: 4151 C: 4101	600/5 600/5	0,5 0,5	НТМИ-6-66-У3	1977	6000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.03	803102874	0,5S	1	
5	РУ-6-27 яч. №5 (ф-6 кВ №1603 ПС-110/6 кВ "Подлесная")	ТПОЛ-10 ТПОЛ-10	A: 1602 C: 1394	600/5 600/5	0,5 0,5	НТМИ-6-66-У3	3677	6000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.03	803102648	0,5S	1	
6	РУ-6-27 яч. №10 (ф-6 кВ №1606 ПС-110/6 кВ "Подлесная")	ТПЛ-10 ТПЛ-10	A: 7320 C: 29557	400/5 400/5	0,5 0,5	НТМИ-6-66-У3	3584	6000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.03	803102863	0,5S	1	
7	РУ-6-70 яч. №1 (яч. №3 ш1 ПС 110/ 6 кВ "Металлург")	ТПОЛ-10 ТПОЛ-10	A: 3265 C: 3266	600/5 600/5	0,5 0,5	НТМИ-6	41	6000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.03	803102709	0,5S	1	
8	РУ-6-70 яч. №21 (яч. №81 ГПП-3)	ТПОЛ-10 ТПОЛ-10	A: 2625 C: 8700	600/5 600/5	0,5 0,5	НТМИ-6	ЕВГТ	6000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.03	803102884	0,5S	1	
9	ТП-35 ф-0,4 кВ №10 (Насосная станция)	ТПШ 0,66 ТПШ 0,66 ТПШ 0,66	A: 6002 B: 6025 C: 6097	400/5 400/5 400/5	0,5 0,5 0,5	Нет	-	-	-	ПСЧ-4ТМ.05М16	612097161	0,5S	1	
10	ТП-35 ф-0,4 кВ №1 (Насосная станция)	ТПШ 0,66 ТПШ 0,66 ТПШ 0,66	A: 6072 B: 39682 C: 43466	400/5 400/5 400/5	0,5 0,5 0,5	Нет	-	-	-	ПСЧ-4ТМ.05М16	612096618	0,5S	1	

№ И К	Диспетчерское наименование присоединения	Трансформаторы тока				Трансформаторы напряжения				Счетчики электрической энергии			
		Тип	Зав. № по фазам)	К-т тр-и	Кл. точ н.	Тип	Зав. № (по фазам)	К-т тр-и	Кл. точи.	Тип	Зав. №	Класс точн. при измерении электроэнергии	акт. и реакт
11	РУ-6-27 ТП-15 ф-0,4 кВ №132	ТОП-0,66 ТОП-0,66 ТОП-0,66	A: 9038669 B: 9036710 C: 9038954	200/5 200/5 200/5	0,5 0,5 0,5	Нет	-	-	-	ПСЧ-4ТМ.05М16	602100450	0,5S	1
12	РУ-6-27 ТП-17 ф-0,4 кВ №18	T-0,66 T-0,66 T-0,66	A: 557 B: 521 C: 37	300/5 300/5 300/5	0,5 0,5 0,5	Нет	-	-	-	ПСЧ-4ТМ.05М16	612093406	0,5S	1
13	РУ-6-19 ТП-6	Нет				Нет				СЭБ-1ТМ.02Д.02	902100034	1	Не норм.
14	РУ-6-26 яч. №14 (ТП-9-1)	ТПД-10 ТПД-10	A: 66737 C: 2240	150/5 150/5	0,5 0,5	НТМИ-6-66-У3	40033	6000/100	0,5	ПСЧ-4ТМ.05М12	612097425	0,5S	1
15	РУ-6-26 яч. №17 (ТП-9-2)	ТПД-10 ТПД-10	A: 3611 C: 3527	150/5 150/5	0,5 0,5	НТМИ-6-66-У3	40033	6000/100	0,5	ПСЧ-4ТМ.05М12	612097306	0,5S	1
16	РУ-6-26 яч. №15 (ТП-11)	ТПД-10 ТПД-10	A: 28276 C: 26234	75/5 75/5	0,5 0,5	НТМИ-6-66-У3	40033	6000/100	0,5	ПСЧ-4ТМ.05М12	612097620	0,5S	1
17	РУ-6-27 ТП-15 ф-0,4 кВ №26	ТШП0,66 ТШП0,66 ТШП0,66	A: 9022591 B: 9022292 C: 9022286	300/5 300/5 300/5	0,5 0,5 0,5	Нет	-	-	-	ПСЧ-4ТМ.05М16	602100347	0,5S	1
18	РУ-6-27 ТП-15 ф-0,4 кВ №22	ТШП0,66 ТШП0,66 ТШП0,66	A: 9022270 B: 9022276 C: 9022282	300/5 300/5 300/5	0,5 0,5 0,5	Нет	-	-	-	ПСЧ-4ТМ.05М16	602100464	0,5S	1
19	РУ-6-27 ТП-15 ф-0,4 кВ №32	ТШП0,66 ТШП0,66 ТШП0,66	A: 9022280 B: 9022325 C: 9022273	300/5 300/5 300/5	0,5 0,5 0,5	Нет	-	-	-	ПСЧ-4ТМ.05М16	602100506	0,5S	1
20	РУ-6-27 ТП-15 ф-0,4 кВ №40	ТШП0,66 ТШП0,66 ТШП0,66	A: 9022337 B: 9021566 C: 9022313	300/5 300/5 300/5	0,5 0,5 0,5	Нет	-	-	-	ПСЧ-4ТМ.05М16	602100373	0,5S	1
21	РУ-6-27 ТП-15 ф-0,4 кВ №124	ТШП0,66 ТШП0,66 ТШП0,66	A: 9022279 B: 9022268 C: 9022284	300/5 300/5 300/5	0,5 0,5 0,5	Нет	-	-	-	ПСЧ-4ТМ.05М16	612097297	0,5S	1

№ И К	Диспетчерское наименование присоединения	Трансформаторы тока				Трансформаторы напряжения				Счетчики электрической энергии			
		Тип	Зав. № по фазам)	К-т тр-и	Кл. точ н.	Тип	Зав. № (по фазам)	К-т тр-и	Кл. точн.	Тип	Зав. №	Класс точн. при измерении электроэнергии	
22	ТП-15 ф-0,4 кВ №123	ТОП-0,66	А: 4746	150/5	0,5	Нет	-	-	-	ПСЧ-4ТМ.05М16	602100526	0,5S	1
		ТОП-0,66	В: 4742	150/5	0,5								
		ТОП-0,66	С: 4743	150/5	0,5								
23	ТП-15 ф-0,4 кВ №128	ТОП-0,66	А: 4364	150/5	0,5	Нет	-	-	-	ПСЧ-4ТМ.05М16	602100519	0,5S	1
		ТОП-0,66	В: 4345	150/5	0,5								
		ТОП-0,66	С: 4392	150/5	0,5								
24	ТП-15 ф-0,4 кВ №131	ТОП-0,66	А: 4131	150/5	0,5	Нет	-	-	-	ПСЧ-4ТМ.05М16	612097423	0,5S	1
		ТОП-0,66	В: 8756	150/5	0,5								
		ТОП-0,66	С: 8757	150/5	0,5								

Примечание: для приема информации со счетчиков ИК №№1, 14, 15, 16 используется контроллер СИКОН С70, зав. № 05254

Таблица 2 – Типы и назначение связующих компонентов

<i>Наименование</i>	<i>Тип</i>	<i>Назначение</i>
Контроллер	СИКОН ТС65	Преобразования сигналов интерфейса RS-485 от счетчиков электроэнергии в пакеты данных для передачи в среде GPRS
Модем	ZyXEL U-336S	Передача данных между контроллером СИКОН С70 и ИВК
Модем	ZyXEL U-336S	Передача данных между ИВК и внешними системами (резервный канал связи)

Таблица 3 – Границы допускаемой относительной погрешности ИК АИИС (кроме ИК №13) в рабочих условиях применения

<i>I, % от I_{ном}</i>	<i>Коэффициент мощности</i>	<i>ИК №№ 1 – 8, 14 – 16</i>		<i>ИК №№ 9 – 12, 17 – 24</i>	
		<i>$\delta_{W^A}, \pm\%$</i>	<i>$\delta_{W^P}, \pm\%$</i>	<i>$\delta_{W^A}, \pm\%$</i>	<i>$\delta_{W^P}, \pm\%$</i>
5	0,5 инд., 0,5 емк.	5,6	3,4	5,4	3,8
5	0,8 инд., 0,8 емк.	3,2	5,1	3	5,1
5	0,865 инд., 0,865 емк.	2,9	6,1	2,7	6,0
5	1	2,0	-	1,9	-
20	0,5 инд., 0,5 емк.	3,2	2,2	2,9	3,0
20	0,8 инд., 0,8 емк.	2,0	2,9	1,9	3,4
20	0,865 инд., 0,865 емк.	1,9	3,4	1,8	3,8
20	1	1,4	-	1,2	-
100÷120	0,5 инд., 0,5 емк.	2,5	2	2,2	2,8
100÷120	0,8 инд., 0,8 емк.	1,8	2,4	1,6	3,1
100÷120	0,865 инд., 0,865 емк.	1,7	2,7	1,5	3,2
100÷120	1	1,2	-	1,1	-

Таблица 4 – Границы допускаемой относительной погрешности ИК №13 АИИС в рабочих условиях применения

<i>I, % от I_б</i>	<i>Коэффициент мощности</i>	<i>$\delta_{W^A}, \pm\%$</i>
5 – 10	1	2,3
10 - I _{max}	1	1,9
10 – 20	0,5 инд., 0,5 емк.	2,5
20 - I _{max}	0,5 инд., 0,5 емк.	2,2

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульный лист паспорта-формуляра «СМИР-022.ДВ74-1-ФО. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) ОАО «Ижевский мотозавод «Аксион-Холдинг», Зав. №1. Паспорт-формуляр».

КОМПЛЕКТНОСТЬ

В комплект АИИС должны входить изделия и документация, указанные в таблице 5.

Таблица 5 – Состав АИИС

Технические средства ИИК ТИ
Технические средства ИИК ТИ – в соответствии с таблицей 1

Технические средства ИВКЭ и ИВК
Комплекс информационно-вычислительный «ИКМ-Пирамида» - 1 шт.; Контроллер СИКОН С70 – 1 шт.; Контроллер СИКОН ТС65 – 5 шт.; Модем ZyXEL U-336S – 3 шт.; Автоматизированное рабочее место – 1 шт.
Документация
СМИР-022.ДВ74-1-ФО. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) ОАО «Ижевский мотозавод «Аксион-Холдинг», Зав. №1. Паспорт-формуляр
СМИР-022.ДВ74-1-Д1. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) ОАО «Ижевский мотозавод «Аксион-Холдинг», Зав. №1. Методика поверки

ПОВЕРКА

Поверка измерительных каналов АИИС проводится в соответствии с методикой поверки «СМИР-022.ДВ74-1-Д1. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) ОАО «Ижевский мотозавод «Аксион-Холдинг», Зав. №1. Методика поверки», утвержденной ФГУП «СНИИМ» в июле 2010 г.

Межповерочный интервал - 4 года.

Основное поверочное оборудование: миллитесламетр портативный ТП-2-2У, мультиметр АРРА-109, вольтамперфазометр «Парма ВАФ-А», измеритель комплексных сопротивлений электрических цепей «Вымпел», часы «Электроника-65».

Поверка измерительных компонентов АИИС проводится в соответствии со следующими нормативными документами по поверке: измерительные трансформаторы тока – по ГОСТ 8.217, измерительные трансформаторы напряжения – по ГОСТ 8.216, счетчики электрической энергии СЭТ-4ТМ.03 - по методике поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, счетчики электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05М – по методике поверки ИЛГШ.411152.146 РЭ1, счетчик электрической энергии СЭБ-1ТМ.02Д – по методике поверки ИЛГШ.411152.158РЭ1 контроллер СИКОН С70 – по методике поверки ВЛСТ 220.00.000 И1, комплекс информационно-вычислительный «ИКМ-Пирамида» - по методике поверки ВЛСТ 230.00.000 И1.

НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ Р 8.596-2002. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

ГОСТ 30206-94. Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2S и 0,5S)

ГОСТ 26035-83. Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия.

ГОСТ Р 52322-2005. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2.

ГОСТ Р 52323-2005. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

ГОСТ Р 52425-2005. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Статические счетчики реактивной энергии.

ГОСТ 7746-2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия

ГОСТ 1983-2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия
СМИР-022,ДВ74-1-П2. АИИС ОАО «Ижевский мотозавод «Аксион-Холдинг»

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) ОАО «Ижевский мотозавод «Аксион-Холдинг»», зав. №1 утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен в эксплуатации согласно государственным поверочным схемам.

ИЗГОТОВИТЕЛЬ: ООО «Сиб МИР», 630096, г. Новосибирск, ул. Станционная , 46б

Директор ООО «Сиб МИР»


_____/Крендясев Е.Б