

**ПРОГРАММА МОДЕРНИЗАЦИИ
И РАСШИРЕНИЯ СИСТЕМЫ СБОРА И ПЕРЕДАЧИ
ИНФОРМАЦИИ НА ПОДСТАНЦИЯХ ЗАО «ВИТИМЭНЕРГО»**

1. Титульный лист программы модернизации и расширения системы сбора и передачи информации на подстанциях ЗАО «Витимэнерго».

УТВЕРЖДАЮ Первый заместитель директора – главный инженер ЗАО «Витимэнерго»	СОГЛАСОВАНО Первый заместитель директора – главный диспетчер Филиала ОАО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ
 Д.В. Хламов « » 2013 г.	 С.А. Клепиков « » 2013 г.

2. Состав разделов и таблиц, включаемых в соответствующие программы модернизации и расширения ССПИ на подстанциях Сетевой компании.

Таблица 1

Перечень вновь вводимых подстанций или подлежащих комплексной реконструкции (модернизации), включенных в инвестиционную программу Сетевой компании 2016-2018гг.

№ п/п	Диспетчерское наименование подстанции (ПС), объекта электросетевого хозяйства ЗАО «Витимэнерго» (точка измерения ТИ, ТС) для передачи в Иркутское РДУ	Состав телеинформации		Направление передачи (РДУ)	Примечание
		Необходимые ТИ, ТС	В т.ч. новые ТИ,ТС		
1	2	3	4	5	6
ПС 110 кВ Артемовская 2017 год					
I.		ПС 110 кВ Артемовская.			
1.1.	СШ 110кВ ПС Артемовская	<i>U</i>	<i>U</i>	Иркутское РДУ	
1.2.	ВЛ 110 кВ Артемовская-Кропоткинская	<i>I, P, Q</i>	<i>I, P, Q</i>		
1.3.	ВЛ 110 кВ Артемовская-Мараканская	<i>I, P, Q</i>	<i>I, P, Q, TC</i>		
1.4.	ВЛ 110 кВ Мамакан-Артемовская	<i>I, P, Q</i>	<i>I, P, Q</i>		
1.5.	ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС-Артемовская	<i>I, P, Q</i>	<i>I, P, Q</i>		
1.6.	Т1 ПС Артемовская по стороне 110кВ	<i>I, P, Q</i>	<i>I, P, Q</i>		
1.7.	Т2 ПС Артемовская по стороне 110кВ	<i>I, P, Q</i>	<i>I, P, Q</i>		
1.8.	В-110 МГЭС	<i>TC</i>	<i>TC</i>		
1.9.	В-110 Мамакан	<i>TC</i>	<i>TC</i>		
1.10.	В-110 Кропоткин	<i>TC</i>	<i>TC</i>		

1	2	3	4	5	6
1.11.	В-110 Маракан	ТС	ТС	Иркутское РДУ	
ПС 110 кВ Кропоткинская 2017 год					
2.		ПС 110 кВ Кропоткинская			
2.1.	ТН 110кВ ПС Кропоткинская	U	U	Иркутское РДУ	
2.2.	ВЛ 110 кВ Кропоткинская- Невский	I, P, Q	I, P, Q		
2.3.	ВЛ 110 кВ Кропоткинская- Вернинский	I, P, Q	I, P, Q		
2.4.	Т1 ПС Кропоткинская по стороне 110кВ	I, P, Q	I, P, Q		
2.5.	Т2 ПС Кропоткинская по стороне 110кВ	I, P, Q	I, P, Q		
2.6.	В-110 Невский	I, P, Q	I, P, Q		
2.7.	ШР-110 Невский	ТС	ТС		
2.8.	В-110 Вернинский	ТС	ТС		
2.9.	ЛР-110 Вернинский	ТС	ТС		
2.10.	ШР-110 Вернинский	ТС	ТС		
2.11.	1ШР-110 Т1	ТС	ТС		
2.12.	МВ-110 Т1	ТС	ТС		
2.13.	2ШР-110 Т1	ТС	ТС		
2.14.	1ШР-110 Т2	ТС	ТС		
2.15.	МВ-110 Т2	ТС	ТС		
2.16.	2ШР-110 Т2	ТС	ТС		
ПС 110 кВ Перевозовская 2018 год					
3.		ПС 110 кВ Перевозовская			
3.1.	СШ 110кВ ПС Перевозовская	U	U	Иркутское РДУ	
3.2.	Т1 ПС Перевозовская по стороне 110кВ	I, P, Q	I, P, Q		
3.3.	Т2 ПС Перевозовская по стороне 110кВ	I, P, Q	I, P, Q		
3.4.	ЛР-110	ТС	ТС		
3.5.	1СР-110	ТС	ТС		
3.6.	2СР-110	ТС	ТС		
3.7.	1ШР-110 Т1	ТС	ТС		
3.8.	МВ-110 Т1	ТС	ТС		
3.9.	2ШР-110 Т1	ТС	ТС		
3.10.	1ШР-110 Т2	ТС	ТС		
3.11.	МВ-110 Т2	ТС	ТС		
3.12.	2ШР-110 Т2	ТС	ТС		

1	2	3	4	5	6
ПС 110 кВ Бодайбинская 2018 год					
4.		ПС 110 кВ Бодайбинская			
4.1.	Т1 ПС Бодайбинская по стороне 110кВ	<i>I</i>	<i>I</i>	Иркутское РДУ	
4.2.	Т1 ПС Бодайбинская по стороне 35кВ	<i>I, P, Q</i>	<i>I, P, Q</i>		
4.3.	Т1 ПС Бодайбинская по стороне 6кВ	<i>I, P, Q</i>	<i>I, P, Q</i>		
4.4.	Т2 ПС Бодайбинская по стороне 110кВ	<i>I</i>	<i>I</i>		
4.5.	Т2 ПС Бодайбинская по стороне 35кВ	<i>I, P, Q</i>	<i>I, P, Q</i>		
4.6.	Т2 ПС Бодайбинская по стороне 6кВ	<i>I, P, Q</i>	<i>I, P, Q</i>		
4.7.	Т3 ПС Бодайбинская по стороне 110кВ	<i>I</i>	<i>I</i>		
4.8.	Т3 ПС Бодайбинская по стороне 6кВ	<i>I, P, Q</i>	<i>I, P, Q</i>		
4.9.	МВ-110-1	<i>TC</i>	<i>TC</i>		
4.10.	ЛР-110-1	<i>TC</i>	<i>TC</i>		
4.11.	ШР-110-1	<i>TC</i>	<i>TC</i>		
4.12.	МВ-110-2	<i>TC</i>	<i>TC</i>		
4.13.	ЛР-110-2	<i>TC</i>	<i>TC</i>		
4.14.	ШР-110-2	<i>TC</i>	<i>TC</i>		
ПС 220кВ Мамакан 2018 год					
5.		ПС 220кВ Мамакан			
5.1.	2СШ 220кВ	<i>U, F</i>	<i>U, F</i>	Иркутское РДУ	
5.2.	ОСШ 220кВ	<i>U</i>	<i>U</i>		
5.3.	1СШ 110кВ	<i>U, F</i>	<i>U, F</i>		
5.4.	ОСШ 110кВ	<i>U</i>	<i>U</i>		
5.5.	ОВ 220кВ	<i>I, P, Q, TC</i>	<i>I, P, Q, TC</i>		
5.6.	СВ 220кВ	<i>I, P, Q, TC</i>	<i>I, P, Q, TC</i>		
5.7.	ОВ 110кВ	<i>I, P, Q, TC</i>	<i>I, P, Q, TC</i>		
5.8.	СВ 110кВ	<i>I, P, Q, TC</i>	<i>I, P, Q, TC</i>		

Примечания:

1. В 2016 году будут выполняться проектно исследовательские работы по модернизации и расширению ССПИ на подстанциях ЗАО «Витимэнерго»

2. Программа модернизации ССПИ на подстанциях ЗАО «Витимэнерго» будет выполняться при условии согласования расходов на её выполнение в инвестиционной программе направленной на утверждение в Министерство энергетики РФ.

Таблица 2

Перечень подстанций и состава телеметрической информации, передаваемой в Иркутское РДУ в рамках ССПИ, существующей на момент формирования Программы

№ п/п	Диспетчерское наименование подстанции (ПС), объекта электросетевого хозяйства (точка измерения ТИ, ТС)	Состав телеинформации		Срок организации передачи телеметрической информации
		ТИ, ТС, фактически получаемые с подстанции	Дополнительные ТИ, ТС	
1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Мамакан				
1	1СШ 220кВ	<i>U</i>	<i>F</i>	2015
2	2СШ 110кВ	<i>U</i>	<i>F</i>	2015
3	ВЛ 220кВ Мамакан- Таксимо	<i>I, P, Q, TC</i>		
4	ВЛ 110кВ Мамакан- Таксимо	<i>I, P, Q, TC</i>		
5	АТ-1	<i>I, P220кВ, Q220кВ, TC</i>		
6		<i>I, TC</i>	<i>P110кВ, Q110кВ, TC</i> <i>положения РПН</i>	2015
7		<i>I, P10кВ, Q10кВ, TC</i>		
8	Т2	<i>I, P, Q, TC</i>		
9	ВЛ-110кВ Мамаканская ГЭС- Мамакан	ТС	<i>I, P, Q, TC</i>	2015
10	ВЛ-110кВ Мамакан- Артемовская	ТС	<i>I, P, Q, TC</i>	2015

Таблица 3

Сроки ввода нового или модернизации существующего оборудования и организации каналов диспетчерской связи и передачи телеметрической информации в Иркутское РДУ с подстанций Сетевой компании.

№ п/п	Диспетчерское наименование подстанции (ПС)	Тип существующего и планируемого к внедрению оборудования и каналов связи			Срок реализации	Примечание
1	2	3			4	5
1	ПС 110 кВ Артемовская	факт	Прямой канал основной	-		телеметрическая информация в РДУ
			Прямой канал резервный	-		
			Оборудование ТМ	-		
		план	Прямой канал основной	Цифровой	2017	
			Прямой канал резервный	Цифровой	2017	
			Оборудование ТМ	Цифровое	2017	
2	ПС 110 кВ Кропоткинская	факт	Прямой канал основной			телеметрическая информация в РДУ
			Прямой канал резервный			
			Оборудование ТМ			
		план	Прямой канал основной	Цифровой	2017	
			Прямой канал резервный	Цифровой	2017	
			Оборудование ТМ	Цифровое	2017	
3	ПС 110 кВ Перевозовская	факт	Прямой канал основной			телеметрическая информация в РДУ
			Прямой канал резервный			
			Оборудование ТМ			
		план	Прямой канал основной	Цифровой	2018	
			Прямой канал резервный	Цифровой	2018	
			Оборудование ТМ	Цифровое	2018	
4	ПС 110 кВ Бодайбинская		Прямой канал основной			телеметрическая информация в РДУ
			Прямой канал резервный			
			Оборудование ТМ			
			Прямой канал основной	Цифровой	2018	
			Прямой канал резервный	Цифровой	2018	
			Оборудование ТМ	Цифровое	2018	

Примечания:

1) При создании цифровых каналов связи допускается сохранение существующих аналоговых каналов связи в качестве дополнительных резервных каналов.

2) В таблице необходимо отражать наличие на подстанции всех имеющихся каналов связи.

Начальник СРЗиЭА ЗАО «Витимэнерго»



Дейс Д.Ю.