РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

НОРМЫ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ПОДСТАНЦИЙ

РД 34.11.321–96
Взамен
РД 34.11.321–88

Срок действия установлен с 1997–07–01
до 2007–07–01

Настоящие нормы распространяются на систему измерений основных технологических параметров применяемых для оперативного контроля и управления технологическими процессами, а также при планировании, нормировании и составлении отчетности о тепловой экономичности энергетического оборудования тепловых электрических станций, газотурбинных установок, тепловых и электрических сетей и устанавливают нормы погрешности измерений этих параметров в стационарном режиме работы оборудования.

Настоящий документ не регламентирует нормы погрешности при работе энергетического оборудования в нестационарном режиме.

Положения настоящего отраслевого руководящего документа подлежат применению расположенными на территории Российской Федерации предприятиями и объединениями предприятий, имеющими в своем составе (структуре) тепловые электростанции, котельные, тепловые и электрические сети, независимо от форм собственности и подчинения.

Издание официальное

Настоящий руководящий документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения РАО "ЕЭС России" или ВТИ

gost.e-ecolog.ru

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 При организации и проведении измерений технологических параметров необходимо использовать руководящие нормативные документы: "Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами", ГОСТы и ОСТы, указанные в таблицах. Нормы погрешности измерений технологических параметров, не регламентированные государственными органами, установлены на основе опыта эксплуатации и экспертных оценок специалистов с учетом отраслевых методических и руководящих документов, также указанных в таблицах.

1.2 Нормы погрешности измерений установлены для вновь сооружаемых и реконструируемых энергетических объектов.

На действующих энергетических объектах измерения осуществляются с погрешностью, обеспечиваемой методами и средствами измерений, предусмотренными проектом.

Измерения, подлежащие государственному контролю и надзору, должны осуществляться в соответствии с нормами погрешности, установленными государственными или отраслевыми нормативными документами и методиками выполнения измерений, аттестованными в установленном порядке.

1.3 Нормы погрешности измерений представлены в абсолютных или относительных единицах параметра и учитывают все составляющие погрешности измерений (методические, инструментальные, субъективные).

1.4 Нормы погрешности измерения параметров, участвующих в расчете технико-экономических показателей (ТЭП), установлены с учетом обеспечения точности комплексных итоговых показателей удельного расхода топлива на отпущенные электроэнергию и тепло в течение месяца (см. раздел 2 РД 34.08.552–95). Если существующие методы измерений не позволяют обеспечить необходимую погрешность измерений отдельных параметров для расчета ТЭП, в скобках таблиц указаны значения, которые необходимо достигнуть путем совершенствования средств измерений.

1.5 При выдаче технических заданий на новые средства измерений следует исходить из данных Норм погрешности.

2 НОРМЫ ПОГРЕШНОСТИ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИХ ИЗМЕРЕНИЙ

Таблица 1

Параметр	Нормируемая погрешность				Нормативный документ	Примечание
	для оперативного контроля		для расчета ТЭП			
	абсолютная	приведенная %	абсолютная	приведенная %		
Твердое топливо						
1 1 Масса в движущемся составе на ходу (нетто)	–	±1,0	–	±1 0	МИ 1953–88 ГОСТ 11762	
1 2 Масса в вагоне (нетто)	–	±1,75	–	±1 75	То же	
1 3 Масса на движущемся конвейере	–	±1,0	–	±1 0		
1 4 Теплота сгорания низшая кДж/кг	±85	–	±85	–	ГОСТ 147–74	
1 5 Содержание золы %	–	–	±0,5	–	ГОСТ 11022	В зависимости от зольности
1 6 Содержание влаги %	–	–	±0 3	–	ГОСТ 11014	
Пылевоздушная (пылегазовоздушная) смесь перед (за) мельничным вентилятором перед (за) мельницей в пылепроводах перед горелками						
1 7 температура, °С	±2 0	–	–	–		
1 8 массовая концентрация кислорода (кроме тощего окибастузского ОС 2СС)	–	±5 0	–	–		
2 Жидкое топливо						
2 1 Масса в движущемся составе	–	±0 5	–	±0 5	МИ 1953–88	
2 2 Масса в цистерне (нетто)	–	±0 5	–	±0 5	То же	
2 3 Расход топлива подаваемого в котел	–	±2,0	–	±2 0		
2 4 Расход топлива в линии рециркуляции от котла	–	±3,5	–	±2 0		
2 5 Давление перед горелками	–	±2,5	–	–		
2 6 Температура перед горелками °С	±1 0	–	±1 0	–	РД 34 09 109	
2 7 Теплота сгорания низшая кДж/кг	±130	–	±130	–	ГОСТ 21261	
2 8 Плотность г/см³	0,0006	–	0 0006	–	ГОСТ 3900	
2 9 Содержание воды %	±2.0	–	±2 0	–	ГОСТ 2477	

Продолжение таблицы 1

Параметр	Нормируемая погрешность				Нормативный документ	Примечание
	для оперативного контроля		для расчета ТЭП			
	абсолютная	приведенная, %	абсолютная	приведенная, %		
3 Газообразное топливо						
3 1 Расход топлива, подаваемого на установку	–	±1,6	–	±1,6	РД 34 11 315	
3 2 Температура, °С	±2,0	–	±2,0	–		
3 3 Давление	–	±1,0	–	±1,0		
3 4 Плотность, кг/м^3	±0,004	–	±0,004	–		
3 5 Теплота сгорания низшая, кДж/м^3	±170,0	–	±170,0	–	ГОСТ 10062	
4 Вода						
Исходная вода, поступающая на водоподготовительную установку						
4 1 расход	–	±4,0	–	±4,0	Рекомендации по оснащению ТЭС и АЭС водоизмерительной аппаратурой (М СПО "Союзтехэнерго", 1983)	
4 2 давление	–	±2,5	–	±2,5		
4 3 температура, °С	±2 0	–	–	–		
Исходная вода на входе в подогреватель						
4 4 давление	–	±2,5	–	–		
Исходная вода после подогревателя						
4 5 температура, °С	±1,0	–	±1,0	–	РД 34 37 502	
Вода на входе (выходе) фильтров						
4 6 Расход	–	±2,5	–	–		
4 7 Давление	–	±2,5	–	–		
Вода и реагенты в баках						
4 8 уровень	–	±5,0	–	–		
Вода на входе в конденсатоочистку						
4 9 расход	–	±3,5	–	–		
Химически обессоленная вода						
4 10 расход	–	±2,5	–	±2,5		
4 11 давление	–	±2,5	–	–		
4 12 температура, °С	±2,0	–	±2,0	–		
4 13 удельная электрическая проводимость, мкСм/см	±0,06	–	–	–	РД 34 11 322	
Питательная вода на входе в котел (перед РПК)						
4 14 расход	–	±2,5	–	±1,5		

Прооолжение таблицы 1

Параметр	Нормируемая погрешность				Нормативный документ	Примечание
	для оперативного контроля		для расчета ТЭП			
	абсолютная	приведенная, %	абсолютная	приведенная, %		
4 15 давление	–	±2,5	–	±1,0		
4 16 температура, °С	±3 0	–	±3,0 (±2,0)	–	РД 34 11 317 РД 34 11 323	
4 17 значение pH	±0,2	–	–	–		
4 18 удельная электрическая проводимость, мкСм/см	±0,06	–	–	–	РД 34 11 322	
4 19 содержание кислорода	–	±10	–	–		
4 20 содержание натрия, pNa	±0,15	–	–	–		
Питательная вода за подогревателем высокого давления						
4 21 расход	–	±1,5	–	±1,5		
4 22 давление	–	±2,5	–	±1,0		
4 23 температура, °С	±3 0	–	±2,0	–		
Питательная вода на стороне нагнетания питательных насосов						
4 24 давление	–	±1,5	–	±1,5		
Вода за экономайзером						
4 25 температура, °С	±3,0	–	–	–		
Котловая вода						
4 26 расход (непрерывная продувка барабанных котлов)	–	±2,5	–	±2,5		
4 27 уровень, мм	±10,0	–	–	–		
4 28 значение pH	±0,2	–	–	–		
Питательная вода на впрыск						
4 29 расход	–	±2,5	–	±2.5		
4 30 давление	–	±2,5	–	±2,5		
4 31 температура, °С	±3,0	–	±3,0	–		
4 32 массовая концентрация солей в питательной воде, мг/кг	±8,0	–	–	–		
Сетевая вода, поступающая на собственные нужды						
4 33 расход	–	±5,0	–	±1,5		
4 34 давление	–	±2,5	–	±1,5		
4 35 температура, °С	±1,0	–	±1,0	–		
Сетевая вода, возвращаемая от потребителей собственных нужд					"Рекомендации по оснащению ТЭС и АЭС водоизмерительной аппаратурой" (М СПО, "Союзтехэнерго", 1983)	
4 36 расход	–	±5,0	–	±3 0 (±1,5)		
4 37 давление	–	±2,5	–	±1,5		
4 38 температура, °С	±1.0	–	±1,0	–		

Прооолжение таблицы 1

Параметр	Нормируемая погрешность				Нормативный документ	Примечание
	для оперативного контроля		для расчета ТЭП			
	абсолютная	приведенная, %	абсолютная	приведенная, %		
Сетевая вода, проходящая через бойлерную установку						
4 39 расход	–	±2,5	–	±1,5	То же	
4 40 давление	–	±1,5	–	±1,5		
4 41 температура на входе и выходе, °С	±1,0	–	±1,0	–		
Сетевая вода на выводах источника тепла (подающая и обратная линии)						
4 42 расход	–	±5,0	–	±3,0 (±1,5)	То же	
4 43 давление	–	±1,5	–	±1,5		
4 44 температура, °С	±1,0	–	±1,0	–		
Подпиточная вода теплосети						
4 45 расход	–	±2,5	–	±1 5		
4 46 давление	–	±1,5	–	±1 5		
4 47 температура, °С	±1,0	–	±1,0	–		
4 48 содержание кислорода	–	±10	–	–		
Охлаждающая вода, проходящая через башенный охладитель						
4 49 разность температур	–	±20.0	–	±10,0		
Исходная, питательная, котловая, охлаждающая и сетевая воды						
4 50 содержание железа в диапазонах концентраций в пробе					ОСТ 34-70-953 4	
0,2–0 5 мкг	–	±15,0	–	–	Сульфосалицилатный метод	
0 5–1,0 мкг	–	±10 0	–	–		
1,0–5 0 мкг	–	±3,0	–	–		
10 0–50 0 мкг	–	±1,0	–	–		
0,2–0,5 мкг	–	±15 0	–	–	Ортофенантролиновый метод	
0 5–1 0 мкг	–	±10 0	–	–		
1 0–5 0 мкг	–	±3 0	–	–		
10 0–50 0 мкг	–	±1 0	–	–		
4 51 Содержание гидразина в диапазонах концентраций в пробе					ОСТ 34-70-953 3	
0,2–0 5 мкг	–	±50 0	–	–		
0 5–1 0 мкг	–	±40 0	–	–		
1 0–3 0 мкг	–	±15 0	–	–		
3 0–8 0 мкг	–	±5,0	–	–		
4 52 содержание кремниевой кислоты в диапазонах концентраций в пробе					ОСТ 34-70-953 6	

Продолжение таблицы 1

Параметр	Нормируемая погрешность				Нормативный документ	Примечание
	для оперативного контроля		для расчета ТЭП			
	абсолютная	приведенная, %	абсолютная	приведенная, %		
до 12 мкг	–	25	–	–		
25 мкг	–	20	–	–		
50 мкг	–	25	–	–		
100 мкг	–	10	–	–		
200 мкг	–	5	–	–		
Питательная (ее составляющие), химически обессоленная и котловая воды						
4 53 содержание меди в диапазонах концентраций в пробе					ОСТ 34-70-953 5	
0,5–1 0 мкг	–	±7,0	–	–		
1,0–5 0 мкг	–	±3,0	–	–		
5 0–10 0 мкг	–	±1,0	–	–		
5 Воздух						
Воздух окружающей среды						
5 1 температура, °С	±1,0	–	±1,0	–		
5 2 барометрическое давление	–	±2,0	–	±0,5		
Воздух перед мельницей вентиляторами воздухоподогревателями и калориферами						
5 3 расход	–	±5,0	–	–		
5 4 давление	–	±2,5	–	–		
5 5 температура, °С	±3,0	–	±3,0	–	РД 34 11 308	
Воздух за воздухоподогревателями, калориферами, рециркуляция воздуха						
5 6 давление	–	±2,5	–	±1,0		
5 7 температура °С	±2,0	–	±2,0	–	РД 34 11 312	
Воздух перед компрессором газотурбинной установки						
5 8 расход (перепад)	–	±2,5	–	±1,0		
5 9 давление	–	±1 0	–	±0 5		
5 10 температура, °С	±1,0	–	±1,0	–		
Воздух за компрессором газотурбинной установки						
5 11 температура, °С	±2,0	–	±2,0	–	РД 34 11 312	
Воздух на охлаждение газотурбинной установки						
5 12 расход (перепад)	–	±2,5	–	±1 0		
5 13 давление	–	±0,5	–	±0 5		
5 14 температура °С	±4 0	–	±4 0	–		

Продолжение таблицы 1

Параметр	Нормируемая погрешность				Нормативный документ	Примечание
	для оперативного контроля		для расчета ТЭП			
	абсолютная	приведенная, %	абсолютная	приведенная, %		
6 Продукты сгорания						
Газ в верхней части топки котла. 6 1 разрежение	–	±5,0	–	–		
Газ рециркуляции 6 2 расход	–	±5,0	–	–		
Газ в поворотных камерах котла 6 3 температура, °С	±5 0	–	–	–		
Газ перед воздухоподогревателем 6 4 разрежение	–	±4,0	–	–		
6 5 температура, °С	±4,0	–	–	–		
Газ за воздухоподогревателем и дымососом 6 6 разрежение	–	±5 0	–	–		
6 7 температура, °С	±4,0	–	±3,0	–	РД 34 11 307	
(для котлов с мокрыми скрубберами температура, °С)	±6,0	–	±3,0	–		
Продукты сгорания перед газотурбинной установкой 6 8 давление	–	±1,6	–	±0,6		
6 9 температура, °С	±10,0	–	±10 0	–		
Продукты сгорания после газотурбинной установки 6 10 давление	–	±1 0	–	±1,0		
6 11 температура, °С	±3,0	–	±3,0	–		
Уходящие газы 6 12 массовая концентрация O_2	–	±10 0	–	–	РД 34 11 306	
6 13 массовая концентрация CO	–	±10 0	–	–	РД 34 11 306	
6 14 массовая концентрация NO_x	–	±10 0	–	–	РД 34 11 309	
6 15 массовая концентрация SO_2	–	±10 0	–	–	РД 34 11 305	
6 16 массовая концентрация летучей золы и сажи	–	±25 0	–	–	РД 52 04 59 РД 34 02 305	
6 17 расход дымовых газов	–	±10 0	–	–	РД 52 04 59	
7 Пар						
Пар к мельницам и на распыливание мазута 7 1 давление	–	±2 5	–	±2 5		
Свежий пар за котлом 7 2 давление	–	±1,0	–	±0 6 ±0 4	РД 34 11 318	
7 3 расход	–	±1 5	–	±1 5		

Продолжение таблицы 1

Параметр	Нормируемая погрешность				Нормативный документ	Примечание
	для оперативного контроля		для расчета ТЭП			
	абсолютная	приведенная, %	абсолютная	приведенная, %		
7 4 температура, °С	±5,0	–	±2 0	–		
7 5 значение pH	±0,2	–		–		
7 6 удельная электрическая проводимость, мкСм/см	±0 06	–	–	–		
Пар за отдельными ступенями пароперегревателей						
7 7 температура, °С	±8,0	–	–	–		
Насыщенный и влажный пар за котлом						
7 8 давление	–	±1,0	–	±0,6	РД 34 11 318	
7 9 температура, °С	±8,0	–	±8 0	–		
7 10 влажность	–	–	–	±0,05		
7 11 значение pH	±0,2	–	–	–	РД 34 11 323	
7 12 удельная электрическая проводимость, мкСм/см	±0,06	–	–	–	*РД 34 11 322*	
7 13 содержание натрия pNa	0,15	–	–	–		
Пар до встроенной задвижки (для прямоточных котлов)						
7 14 давление	–	±1,5	–	–		
7 15 температура, °С	±8 0	–	–	–	РД 34 11 319	
Пар в тракте холодного перегрева						
7 16 расход	–	±1,5	–	±1;5		
7 17 давление	–	±1,0	–	±1 0 (±0 4)	РД 34 11 316	
7 18 температура, °С	±8,0	–	±2,0	–	РД 34 11 313	
Пар в тракте горячего промперегрева перед отсечными клапанами ЦСД						
7 19 давление	–	±1 0	–	±0 6 (±0,4)	РД 34 11 316	
7 20 температура °С	±8,0	–	±2 0		РД 34 11 313	
Пар, отбираемый из тракта промперегрева на собственные нужды						
7 21 расход	–	±2,5	–	±2,5		
7 22 давление	–	±2,5	–	±2 5	РД 34 11 316	
7 23 температура, °С	±8 0	–	±4 0	–	РД 34 11 313	
Пар подаваемый на обдувку поверхностей нагрева котла						
7 24 расход	–	±3 5	–	±2,5		
7 25 давление	–	±2 5	–	±2 5		
7 26 температура °С	±4 0	–	±4 0			

Продолжение таблицы 1

Параметр	Нормируемая погрешность				Нормативный документ	Примечание
	для оперативного контроля		для расчета ТЭП			
	абсолютная	приведенная, %	абсолютная	приведенная, %		
Пар перед стопорными клапанами цилиндра высокого давления:						
7 27 давление	–	±1,0	–	±0 6 ±0,4)	РД 34 11 318	
7 28 температура, °С	±8,0	–	±2,0		РД 34 11 319	
7 29 расход	–	±1,5		±1,5		
Пар в регулирующей ступени						
7.30 давление	–	±1,0	–	±0,6		
7 31 температура, °С	±8,0	–	±2,0	–		
Пар за цилиндром высокого давления:						
7 32 давление	–	±1,0	–	±0 4		
7 33 температура, °С	±8,0	–	±2,0		РД 34 11 313	
Пар за цилиндром среднего давления:						
7 34 давление	–	±1,0	–	±0,4		
7 35 температура, °С	±3,0	–	±2,0			
Пар, подаваемый на питательный турбонасос						
7 36 расход	–	±2 5	–	±1,5		
7 37 давление	–	±1,0	–	±0,6		
7 38 температура, °С	±8,0	–	±3,0	–		
Пар на выхлопе питательного насоса						
7 39 давление	–	±1,0	–	±1 0		
7 40 температура, °С	±8,0	–	±2,0	–		
Пар в выносном сепараторе Р-20 пусковых схем с прямоточными котлами						
7 41 давление	–	±1 0	–	–		
Пар, подаваемый для отпуска тепла						
7 42 расход	–	±2 5	–	±2,5		
7 43 давление	–	±1,0	–	±0,6		
7 44 температура, °С	±8,0	–	±3,0	–		
Пар на выхлопе турбины (с противодавлением)						
7 45 расход	–	±2.5	–	±1,5		
7 46 давление	–	±1,0	–	±0,6		
7 47 температура, °С	±8,0	–	±3,0	–		
Пар, подаваемый на турбовоздуходувку						

Продолжение таблицы 1

Параметр	Нормируемая погрешность				Нормативный документ	Примечание
	для оперативного контроля		для расчета ТЭП			
	абсолютная	приведенная, %	абсолютная	приведенная, %		
7 48 расход	–	±2,5	–	±2,5		
7 49 давление	–	±1,0	–	±0,6		
7 50 температура, °С	±5,0	–	±3,0	–		
Пар на выхлопе турбовоздуходувки						
7 51 давление	–	±1,0	–	±1,0		
7 52 температура, °С	±4 0	–	±2,0	–		
Пар в конденсаторе турбины, питательного турбонасоса, турбовоздуходувки						
7 53 давление в каждой секции (абсолютное)	–	±1,0	–	±1,0		
7 54 температура, °С	±1,0	–	–	–		
Перетек пара между энергоблоками						
7 55 расход	–	–	–	±2,0		
Пар, подаваемый на бойлер						
7 56 давление	–	±1,0	–	±1,0		
7 57 температура, °С	±4.0	–	±3.0	–		
Пар в котельной						
7 58 давление	–	±1,0	–	±1,0		
7 59 массовая концентрация солей в паре, мг/кг	-	±8,0	–	–		
8 Конденсат						
Конденсат турбины после обессоливающей установки						
8 1 температура, °С	±1,0	–	±1,0	–		
8 2 удельная электрическая проводимость мкСм/см	±0 06	-	–	–	РД 34 11 322	
8 3 содержание кислорода	–	±10,0	–	–		
Конденсат на выходе из конденсатора						
8 4 расход	–	±2 5	–	–		
8 5 давление	–	±1,5	–	±1,5		
8 6 температура, °С	±1,0	–	±1,0	–		
8 7 значение pH	±0,2	–	–	–	РД 34 11 323	
8 8 удельная электрическая проводимость, мкСм/см	±0,06	–	–	–	РД 34 11 322	
Возвратный конденсат						
8 9 расход	–	±2,5	–	±2.5		
8 10 температура, °С	±2,0	–	±1 0	–		
8 11 значение pH	±0,2	–	–	–	РД 34 11 323	

Продолжение таблицы 1

Параметр	Нормируемая погрешность для оперативного контроля		Нормируемая погрешность для расчета ТЭП		Нормативный документ	Примечание
	абсолютная	приведенная, %	абсолютная	приведенная, %		
8 12 удельная электрическая проводимость, мкСм/см Конденсат на отопление	±0,06	–	–	–	РД 34 11 322	
8 13 расход	–	±4,0	–	–		
8 14 температура, °С Сточные воды	±2 0	–	–	–		
8 15 значение pH	±0,2	–	–	–		
9 Тепловая энергия						
9 1 Количество теплоты, отпускаемой с сетевой водой на каждой тепломагистрали выводных коллекторов	–	±2.5	–	±2 5	Правила учета тепловой энергии и теплоносителей (М МЭН, 1995)	
9 2 Количество теплоты, отпускаемой с сетевой водой, проходящей через бойлерную установку	–	±2,5	–	±2.5	То же	
9 3 Количество теплоты отпускаемой с паром на каждой тепломагистрали выводных коллекторов	–	±3,0	–	±2,5		
9 4 Количество теплоты возвратного конденсата на каждой тепломагистрали	–	±2,5		±2 5	То же	
10 Тепловая мощность						
10 1 Мощность сетевой воды на каждой тепломагистрали	–	±3,0	–	–		
10 2 Мощность пара, подаваемого для отпуска теплоты, на каждой тепломагистрали	–	±4 0	–	–		
10 3 Мощность возвратного конденсата на каждой тепломагистрали	–	±3 0	–	–		
11 Другие параметры						
Водород в корпусе генератора (возбудителя)					Правила устройства электроустановок (1995 г)	
11 1 давление	–	±2 0	–	–		
11 2 температура, °С Дистиллят в контуре охлаждения статора ротора и сердечника генератора	±2 0	–	–	–	То же	
11 3 расход	–	±4 0	–	–		

Продолжение таблицы 1

Параметр	Нормируемая погрешность				Нормативный документ	Примечание
	для оперативного контроля		для расчета ТЭП			
	абсолютная	приведенная, %	абсолютная	приведенная, %		
11 4 давление	–	±2,0	–	–		
11 5 температура, °С	±2,0	–	–	–		
Жидкость в контуре охлаждения генератора, охлаждающая водород масло и дистиллят					Правила устройства электроустановок (1995 г.)	
11 6 давление	–	±4,0	–	–		
11 7 температура, °С	±2,0	–	–	–		
11 8 расход	–	±4,0	–	–		
Масло уплотнения вала генератора, подаваемое на подшипник турбины после маслоохладителя					То же	
11 9 температура, °С	±1,0	–	–	–		
Обмотка статора и возбуждения генератора, сердечник статора генератора						
11 10 температура, °С	±2,0	–	–	–		
Подшипники турбины						
11 11 температура баббита, °С	±1,0	–	–	–		
11 12 скорость вибрации	–	±10,0	–	–		
Валопровод турбогенератора						
11 13 относительная вибрация	–	±10,0	–	–		
Ротор турбины						
11 14 осевой сдвиг	–	±5,0	–	–		
11.15 относительное расширение	–	±5,0	–	–		
11 16 прогиб	–	±10,0	–	–		
Корпус турбины						
11 17 абсолютное расширение, мм	±5,0	–	–	–		
Металл змеевиков поверхностей нагрева котла в необогреваемой зоне паропроводов, корпусов толстостенных элементов энергооборудования						
11 18 температура, °С	±5,0	–	–	–		
Турбина, турбонасос						
11 19 частота вращения, об/мин	±3,0	–	–	–		
Электрическая сеть					Правила устройства электроустановок (1995 г.)	
11 20 Частота	±0,1		±0,02		ГОСТ 13109	

3 НОРМЫ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица 2

Параметр	Нормируемая погрешность для операт контроля		Нормативный документ	Нормируемая погрешность для АСУ и ТЭП		Нормативный документ	Примечание
	абсолютная	относительная, %		абсолютная	относительная, %		
1 Электрический ток							
1 1 Ток возбуждения генераторов и компенсаторов	–	±1,5	Правила устройства электроустановок (1995 г)	–	±0 2	"Требования к оборудовани энергоблоков мощностью 300 МВт и более, определяемые условиями их автоматизации" (М СПО "ОРГРЭС" 1976)	
1 2 Ток в цепях генераторов постоянного тока и силовых преобразователей	–	±1,5	Правила устройства электроустановок (1995 г)	–	±0,5		
1 3 Ток в цепях аккумуляторных батарей	–	±1 5	Правила устройства электроустановок (1995 г)	–	±0 5	База данных АСУ СЗТЭЦ Ленэнерго	
1 4 Ток в цепи статора синхронного генератора	–	±1,5	Правила устройства электроустановок (1995 г)	–	±1 0 ±0 5	База данных АСУ СЗТЭЦ Ленэнерго "Требования к оборудованию "(1976 г)	
1 5 Ток на линиях электропередачи с напряжением 330 кВ и выше	-	±1 5	Правила устройства электроустановок (1995 г)	–	±1 0	База данных АСУ ПГУ80	
1 6 Ток на линиях электропередачи с напряжением ниже 330 кВ	–	±2,5	Правила устройства электроустановок (1995 г)	–	±1 0	База данных АСУ ПГУ 80	
2 Электрическое напряжение							
2 1 Напряжение в цепях силовых	–	±1 5	Правила устройства элек-	–	±0 5	База данных АСУ СЗТЭЦ	

Продолжение таблицы 2

Параметр	Нормируемая погрешность для операт контроля		Нормативный документ	Нормируемая погрешность для АСУ и ТЭП		Нормативный документ	Примечание
	абсолютная	относительная, %		абсолютная	относительная, %		
преобразователей и аккумуляторных батарей			троустановок (1995 г.)			Ленэнерго	
2.2 Напряжение в цепях статора синхронного генератора и компенсатора	–	±1.5	Правила устройства электроустановок (1995 г.)	–	±1.0	База данных АСУ СЗТЭЦ Ленэнерго	
					±0.5	"Требования к оборудованию "(1976 г.)	
2.3 Напряжение на линиях электропередачи 330 кВ и выше	–	±1.5	Правила устройства электроустановок (1995 г.)	–	±1.0	База данных АСУ ПГУ80	
					±0,5	ГОСТ 13109	
2.4 Напряжение на линиях электропередачи менее 330 кВ	–	±2.5	Правила устройства электроустановок (1995 г.)		±1,0	База данных АСУ ПГУ80	
					±0,5	ГОСТ 13109	
2.5 Напряжение на секциях сборных шин переменного и постоянного тока, которые могут работать раздельно	–	±1.5	Правила устройства электроустановок (1995 г.)	–	±1,0	База данных АСУ ПГУ80	
					±0.5	ГОСТ 13109	
2.6 Напряжение в цепях возбуждения синхронных генераторов и компенсаторов	–	±1.5	Правила устройства электроустановок (1995 г.)	–	±0.2	"Требования к оборудованию "(1976 г.)	
2.7 Напряжение на секциях сборных шин 110 кВ и выше являющихся узловыми точками энергосистемы	–	±1.0	Правила устройства электроустановок (1995 г.)	–	±1.0	База данных АСУ ПГУ80	
					±0.5	ГОСТ 13109	
3 Электрическая мощность							
			Правила устройства электроустановок (1995 г.)				Для расчетного учета должны устанавливаться приборы класса не ниже 0.5 для

Продолжение таблицы 2

Параметр	Нормируемая погрешность для операт контроля		Нормативный документ	Нормируемая погрешность для АСУ и ТЭП		Нормативный документ	Примечание
	абсолютная	относительная, %		абсолютная	относительная, %		
Мощность в цепи генератора - мощностью 100 МВт и более							оперативного контроля – не ниже 1 0
3 1 активная мощность	–	±1,8		–	±1,2		
3 2 реактивная мощность - мощностью до 100 МВт	–	±2,0		–	±1,6		
3 3 активная мощность	–	±2,0		–	±1,6		
3 4 реактивная мощность	–	±2,0		–	±1,6		
Электростанции мощностью 200 МВт и более							
3 5 активная мощность суммарная	–	±1,8		–	±1.2		
Мощность в цепях трансформаторов и линий, питающих собственные нужды напряжением 6 кВ и выше							
3 6 активная мощность	–	±2 0		–	±1 6		
Мощность в цепях повышающих трансформаторов							
3 7 активная мощность	–	±2.0		–	±1,6		
3 8 реактивная мощность	–	±2.0		–	±1,6		
Мощность в цепях понижающих трансформаторов - напряжением 220 кВ и выше							
3 9 активная мощность	–	±1 8		–	±1 2		

Продолжение таблицы 2

Параметр	Нормируемая погрешность для операт контроля		Нормативный документ	Нормируемая погрешность для АСУ и ТЭП		Нормативный документ	Примечание
	абсолютная	относительная, %		абсолютная	относительная, %		
3 10 реактивная мощность - напряжением 110–150 кВ	–	±2,0		–	±1 6		
3 11 активная мощность Мощность в цепях линий напряжением 110 кВ и выше с двухсторонним питанием отходящих от шин станции и в цепях обходных выключателей	–	±2 0		–	±1 6		
3 12 активная мощность	–	±1 8		–	±1,2		
3 13 реактивная мощность	–	±2 0		–	±1 6		

4 НОРМЫ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ДЛЯ ТЕХНИЧЕСКОГО И КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА И РАСЧЕТА ТЭП

Таблица 3

Параметр	Нормируемая погрешность для технического учета, относительная, %	Нормативный документ	Нормируемая погрешность для коммерческого учета и расчета ТЭП, относительная, %	Нормативный документ	Примечание
1 Электрическая энергия					
Количество электроэнергии, вырабатываемой генераторами		Правила устройства электроустановок (1995 г.) Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении, (М СПО "ОРГРЭС", 1995)		Правила устройства электроустановок (1995 г.)	Для расчетного учета должны устанавливаться трансформаторы тока и напряжения класса не ниже 0,5, для технического учета – класса не ниже 1,0
- мощностью до 50 МВт					
1.1 активная электроэнергия	–		±1.4		
1.2 реактивная электроэнергия	±2.8		–		
- мощностью более 50 МВт					
1.3 активная электроэнергия	–		±0.8		
1.4 реактивная электроэнергия	±2.0		–		

Продолжение таблицы 3

Параметр	Нормируемая погрешность для технического учета, относительная, %	Нормативный документ	Нормируемая погрешность для коммерческого учета и расчета ТЭП, относительная, %	Нормативный документ	Примечание
Расход электроэнергии на резервные возбудители генераторов - мощностью до 50 МВт					
1.5 активная электроэнергия - мощностью более 50 МВт	–		±1,4		
1.6 активная электроэнергия	–		±1,0		
Расход электроэнергии на собственные и хозяйственные нужды через трансформаторы - мощностью до 63 МВА					
1.7 активная электроэнергия	–		±1,4		
1.8 реактивная электроэнергия - мощностью более 63 МВА	±2,8		–		
1.9 активная электроэнергия	–		±1,0		
1.10 реактивная электроэнергия	±2.0		–		
Расход электроэнергии через автотрансформаторы на границах балансовой принадлежности сетей					Возможен в двух направлениях прием и отдача

Продолжение таблицы 3

Параметр	Нормируемая погрешность для технического учета, относительная, %	Нормативный документ	Нормируемая погрешность для коммерческого учета и расчета ТЭП, относительная, %	Нормативный документ	Примечание
1 11 активная электроэнергия	–		±1 0		
1 12 реактивная электроэнергия	±2,0		–		
Расход электроэнергии по линиям, присоединенным к шинам основного напряжения собственных нужд					Возможен в двух направлениях прием и отдача
1 13 активная электроэнергия	–		±2,6		(*) Под межсистемными линиями подразумеваются линии, отходящие от шин станции
1 14 реактивная электроэнергия	±3,7		–		- в сети других государств
Расход электроэнергии по межсистемным (*) линиям электропередачи					- в сети РАО ЕЭС,
					- в сети других АО-энерго и ОЭС
- напряжением до 220 кВ					- к шинам АЭС и блок-станций
1 15 активная электроэнергия	–		±1,4		- в сети АО-энерго, если
1 16 реактивная электроэнергия	±2 8		±2 6(**)		ТЭС не входит в состав РАО ЕЭС и АО-энерго
напряжением более 220 кВ					
1 17 активная электроэнергия	–		±1 0		
1 18 реактивная электроэнергия	±2 0		±1 4(**)		(**) При расчетах за реактивную электроэнергию

Продолжение таблицы 3

Параметр	Нормируемая погрешность для технического учета, относительная, %	Нормативный документ	Нормируемая погрешность для коммерческого учета и расчета ТЭП, относительная, %	Нормативный документ	Примечание
- напряжением 500 кВ и более					
1.19 активная электроэнергия	–		±0,5		
1.20 реактивная электроэнергия	±2,0		±0,8(**)		
Расход электроэнергии по линиям, принадлежащим потребителям и присоединенным непосредственно к шинам электростанции					
- напряжением 110 кВ и более					
1.21 активная электроэнергия	–		±1.4		
1.22 реактивная электроэнергия	±2.8		±2,6(**)		
- напряжением менее 110 кВ					
1.23 активная электроэнергия	–		±2.6		
1.24 реактивная электроэнергия	±3.7		±2,6(**)		
Расход электроэнергии через обходные (шиносоединительные) выключатели					Для присоединений имеющих расчетный учет Расход измеряется в двух направлениях.

Прооолжение таблицы 3

Параметр	Нормируемая погрешность для технического учета, относительная, %	Нормативный документ	Нормируемая погрешность для коммерческого учета и расчета ТЭП, относительная, %	Нормативный документ	Примечание
1 25 активная электроэнергия	В соответствии с требованиями присоединения				
1 26 реактивная электроэнергия	В соответствии с требованиями присоединения				
Расход электроэнергии по линиям, отходящим от шин станции в сети АО-энерго					Для ТЭС входящих в состав АО-энерго Возможен в двух направлениях прием и отдача
- напряжением 220 кВ и выше					
1 27 активная электроэнергия	±2 0		–		
1 28 реактивная электроэнергия	±2 8		–		
- напряжением менее 220 кВ					
1 29 активная электроэнергия	±2,8		–		
1 30 реактивная электроэнергия	±3 7		–		
Расход электроэнергии на питание отдельных элементов собственных нужд электростанции					
1 31 активная электроэнергия	±2.8		–		
1 32 реактивная электроэнергия	±3.7		–		

Прооолжение таблицы 3

Параметр	Нормируемая погрешность для технического учета, относительная, %	Нормативный документ	Нормируемая погрешность для коммерческого учета и расчета ТЭП относительная, %	Нормативный документ	Примечание
2 Электрическая мощность					
2 1 активная мощность, вырабатываемая генераторами до 50 МВт	–		±1 4		Вычисляется с помощью информационно-измерительных систем по интервальным значениям расхода электроэнергии (возможные интервалы 3 5, 15, 30 мин)
2 2 активная мощность вырабатываемая генераторами 50 МВт и более	–		±0 8		
2 3 активная мощность, передаваемая (получаемая) по межсистемным (*) линиям электропередачи напряжением до 220 кВ	–		±1 4		
2 4 реактивная мощность, передаваемая (получаемая) по межсистемным (*) линиям электропередачи напряжением до 220 кВ	–		±2 6(***)		(***) При расчетах за реактивную мощность
2 5 активная мощность, передаваемая (получаемая) по межсистемным (*) линиям	–		±1 0		

Продолжение таблицы 3

Параметр	Нормируемая погрешность для технического учета относительная, %	Нормативный документ	Нормируемая погрешность для коммерческого учета и расчета ТЭП, относительная, %	Нормативный документ	Примечание
электропередачи напряжением 220 кВ и выше					
2 6 реактивная мощность, передаваемая (получаемая) по межсистемным (*) линиям электропередачи напряжением 220 кВ и выше	–		±1 4(***)		
2 7 активная мощность, передаваемая по линиям напряжением менее 110 кВ, принадлежащим потребителям и присоединенным непосредственно к шинам электростанции	–		±2 6		
2 8 реактивная мощность, передаваемая по линиям напряжением менее 110 кВ, принадлежащим потребителям и присоединенным непосредственно к шинам электростанции	–		±2.6(****)		(****) При расчетах с потребителями за компенсацию реактивной мощности
2 9 активная мощность, передаваемая по линиям напряжением 110 кВ	–		±1 4		

Продолжение таблицы 3

Параметр	Нормируемая погрешность для технического учета, относительная, %	Нормативный документ	Нормируемая погрешность для коммерческого учета и расчета ТЭП относительная, %	Нормативный документ	Примечание
и выше принадлежащим потребителям и присоединенным непосредственно к шинам электростанции					
2.10 реактивная мощность, передаваемая по линиям напряжением 110 кВ и выше, принадлежащим потребителям и присоединенным непосредственно к шинам электростанции	-		±2,6(****)		

Приложение А
(справочное)

Перечень нормативных документов, на которые даны ссылки в РД 34 11 321-96

Обозначение документа	Наименование документа	Пункт в котором дана ссылка
ГОСТ 147-74	Топливо твердое *Метод определения высшей теплоты сгорания и вычисление низшей теплоты сгорания*	Табл 1 (1 4)
ГОСТ 2477-65	Нефть и нефтепродукты *Метод определения содержания воды*	Табл 1 (2 9)
ГОСТ 3900-85	Нефть и нефтепродукты *Методы определения плотности*	Табл 1 (2 8)
ГОСТ 10062-75	Газы природные горючие *Метод определения удельной теплоты сгорания*	Табл 1 (3 5)
ГОСТ 11014-81	Угли бурые, каменные, антрацит и горючие сланцы Ускоренный метод определения влаги	Табл 1 (1 6)
ГОСТ 11022-90	Топливо твердое минеральное *Методы определения зольности*	Табл 1 (1 5)
ГОСТ 11762-87	Угли бурые каменные, антрациты, горючие сланцы торф и брикеты Нормы точности определения массы	Табл 1 (1 1 1 2
ГОСТ 13109-87	Электрическая энергия Требования к качеству электрической энергии в электрических сетях общего назначения	Табл 2 (2 3 2 4, 2 5)
ГОСТ 21261-91	Нефтепродукты Метод определения высшей теплоты сгорания и вычисление низшей теплоты сгорания	Табл 1 (2 7)
МИ 1953-88	Рекомендации госсистемы обеспечения единства измерений массы народнохозяйственных грузов при безтарных перевозках Методика выполнения измерений (М Госстандарт, 1989)	Табл 1 (1 1 1 2 2 1 2 2)
ОСТ 34-70-953 3-88	Воды производственные тепловых электростанций Метод определения гидразина	Табл 1 (4 51)
ОСТ 34-70-953 4-88	Воды производственные тепловых электростанций Методы определения железа.	Табл 1 (4 50)
ОСТ 34-70-953 5-88	Воды производственные тепловых электростанций Методы определения меди	Табл 1 (4 53)
ОСТ 34-70-953 6-88	Воды производственные тепловых электростанций Методы определения кремниевой кислоты	Табл 1 (4 52)
РД 34 02 305-90	Методика определения валовых и удельных выбросов вредных веществ в атмосферу от котлов тепловых электростанций	Табл 1 (6 16)
РД 34 08 552-95	Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования (М СПО "ОРГРЭС" 1995)	Общие положения п 1 4
РД 34 09 109	Методические указания по инвентаризации жидкого топлива на электростанциях (МУ 34-70-152-86)	Табл 1 (2 6)
РД 34 11 305	Методика выполнения измерений валового выброса двуокиси серы с дымовыми газами на тепловых электростанциях с применением газоанализатора ГИАМ-10 (МТ 34-70-035-86)	Табл 1 (6 15)
РД 34 11 306	Методика выполнения измерений содержания кислорода в уходящих газах энергетических котлов (МТ 34-70-021-86)	Табл 1 (6 12 6 13)

Обозначение документа	Наименование документа	Пункт, в котором дана ссылка
РД 34 11 307	Методика выполнения измерений температуры уходящих газов в энергетических котлах (МТ 34-70-025–86)	Табл.1 (6 7)
РД 34 11 308	Методика выполнения измерений температуры холодного воздуха в энергетических котлах (МТ 34-70-024–86)	Табл 1 (5 5)
РД 34 11 309	Методика выполнения измерений валового выброса окислов азота с дымовыми газами на тепловых электростанциях с применением газоанализатора ГХЛ-201 (МТ 34-70-029–86)	Табл.1 (6 14)
РД 34 11 312	Методика выполнения измерений температуры воздуха за калориферами паровых котлов на тепловых электростанциях (МТ 34-70-043–87)	Табл 1 (5 7 5 11)
РД 34 11 313–93	Методика выполнения измерений температуры пара промперегрева на технологическом оборудовании тепловых электростанций	Табл 1 (7 18 7 20, 7 23, 7 33)
РД 34 11 315–92	Методика выполнения измерений расхода природного газа, подаваемого в котел на тепловых электростанциях	Табл 1 (3 1)
РД 34 11 316	Методика выполнения измерений давления пара промперегрева на технологическом оборудовании тепловых электростанций (МТ 34-70-039–87)	Табл 1 (7 17, 7 19, 7 22)
РД 34 11 317	Методика выполнения измерений температуры питательной воды на тепловых электростанциях (МТ 34-70–040–87)	Табл 1 (4 16)
РД 34 11 318	Методика выполнения измерений давления свежего пара за котлом и перед стопорными клапанами турбины на тепловых электростанциях (МТ 34-70-041–87)	Табл 1 (7 2 7 8 7 27)
РД 34 11 319	Методика выполнения измерений температуры свежего пара за котлом и перед стопорными клапанами турбины на тепловых электростанциях (МТ 34-70-042–87)	Табл 1 (7 4 7 15, 7 28)
РД 34 11 322–89	Методика выполнения измерений удельной электрической проводимости воды и пара энергоустановок ТЭС автоматическим кондуктометром	Табл 1 (4 13, 4 18, 7 12, 8 2, 8 8, 8 12)
РД 34 11 323–89	Методика выполнения измерений показателя pH-воды и пара энергоустановок ТЭС автоматическим pH-метром	Табл 1 (4 17 7 11 8 7 8 11)
РД 52 04 59–85	Охрана природы Атмосферы Требования к точности контроля вредных выбросов (М Госкомгидромет, 1985)	Табл 1 (6 16 6 17)
РД 34 307 502	Руководящие указания по коагуляции воды на электростанциях (М СЦНТИ "ОРГРЭС" 1973)	Табл 1 (4 5)
	Правила учета тепловой энергии и теплоносителей (М МЭИ 1995)	Табл 1 (9 1 9 2 9 4)

gost.e-ecolog.ru