МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР

ГЛАВНОЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

НОРМЫ ЗАТРАТ ТОПЛИВА И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА РАБОТУ ТУРБОАГРЕГАТОВ К-50-90, К-100-90 И К-200-130 ЛМЗ В РЕЖИМАХ ВРАЩАЮЩЕГОСЯ РЕЗЕРВА И СИНХРОННОГО КОМПЕНСАТОРА

НР 34-70-060-84

СПО
СОЮЗТЕХЭНЕРГО
Москва 1985

gost.e-ecolog.ru

Р А З Р А Б О Т А Н О предприятием Донтехэнерго производственного объединения "Союзтехэнерго"

И С П О Л Н И Т Е Л И В.Д.ВИНОГРАДСКИЙ, В.И.КОГУТНИЦКИЙ

У Т В Е Р Ж Д Е Н О Главным техническим управлением по эксплуатации энергосистем 20.07.84 г.

Заместитель начальника Д.Я.ШАМАРАКОВ

НОРМЫ ЗАТРАТ ТОПЛИВА
И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА
РАБОТУ ТУРБОАГРЕГАТОВ
К-50-90, К-100-90
И К-200-130 ЛМЗ В РЕЖИМАХ
ВРАЩАЮЩЕГОСЯ РЕЗЕРВА
И СИНХРОННОГО КОМПЕНСАТОРА

НР 34-70-060-84

Срок действия установлен
с 01.01.85 г.
до 01.01.90 г.

1. Настоящие Нормы регламентируют затраты электроэнергии и тепла, а также эквивалентные им затраты топлива, необходимые для поддержания турбоагрегатов в режимах вращающегося резерва (моторный режим) или синхронного компенсатора.

Нормы предназначены для использования при анализе и нормировании технико-экономических показателей ТЭС.

2. Вращающийся резерв турбоагрегата представляет собой режим, при котором генератор включен в сеть и работает в режиме электродвигателя, вращая с номинальной частотой роторы турбины и генератора. При этом свежий пар через паровпускные органы турбины не подается.

Для поддержания температурного состояния турбины, обеспечивающего ее быстрое нагружение, на передние уплотнения ЦВД и ЦСД подается пар с температурой 500-540°С; для исключения перегрева рабочих лопаток в проточную часть подается пар с температурой 150-300°С и в конденсаторе поддерживается глубокий вакуум.

3. Режим синхронного компенсатора (СК) характеризуется тем, что турбогенератор вырабатывает или потребляет реактивную мощность, используя активную мощность из электросети. Режим СК в настоящих Нормах рассматривается для случая выработки реактивной мощности в двух вариантах: турбина присоединена к генератору и турбина отсоединена от генератора.

4. В настоящих Нормах приведены энергетические затраты на поддержание турбоагрегатов в режиме вращающегося резерва, отсо-

единенных турбогенераторов в режиме СК без выработки реактивной мощности (табл.I) и дополнительные затраты энергии при работе турбогенераторов в режиме СК в зависимости от реактивной нагрузки (табл.2).

4.I. Затраты электроэнергии из сети на вращение турбоагрегата или отсоединенного турбогенератора включают:

- подвод электроэнергии к генератору;
- потери в трансформаторе;
- расход электроэнергии на возбуждение генератора;

4.2. Затраты на поддержание температурного состояния турбины, переведенной в режим вращающегося резерва, включают тепло паровых потоков, взятых от однотипных турбин:

- на охлаждение цилиндров турбин;
- на передние уплотнения ЦВД и ЦСД;
- на концевые уплотнения турбины;
- на основные эжекторы и эжекторы уплотнений;
- на подогрев основного конденсата в деаэраторе, или соответствующую недовыработку электроэнергии на этих турбинах за счет отбора от них пара.

4.3. Затраты электроэнергии на механизмы собственных нужд включают затраты на:

- циркуляционные насосы;
- конденсатные насосы;
- насосы газоохладителей генератора;
- прочие механизмы собственных нужд.

5. Затраты топлива или электроэнергии при работе турбогенератора в режиме синхронного компенсатора определяются суммированием энергетических затрат на вращение турбогенератора и дополнительных затрат на выработку реактивной мощности.

6. Для расчета норм приняты следующие условия:

6.I. Вакуум в конденсаторах турбин равен 0,05 кгс/см^2. На отклонение вакуума от указанного значения вводятся поправки к суммарным затратам топлива (рис.I) или электроэнергии (рис.2).

6.2. Электроэнергия для поддержания турбоагрегата в режиме вращающегося резерва или СК поступает от однотипных агрегатов, работающих с активной нагрузкой. Для перевода затрат электроэнергии в эквивалентные расходы топлива приняты следующие удельные расходы топлива:

Таблица I

Нормы энергетических затрат на работу турбоагрегатов
в режиме вращающегося резерва и отсоединенных турбогенераторов
в режиме синхронного компенсатора

Наименование	Электро-энергия, кВт·ч/ч	Условное топливо, т/ч	Электро-энергия, кВт·ч/ч	Условное топливо, т/ч	Электро-энергия, кВт·ч/ч	Условное топливо, т/ч
I. Турбоагрегат, работающий в режиме вращающегося резерва	К-50-90 ЛМЗ		К-100-90 ЛМЗ		К-200-130 ЛМЗ	
I.I. Из сети на вращение турбоагрегата без выработки реактивной мощности	1170	0,53	2250	1,01	2730	1,02
I.2. На поддержание температурного состояния турбины	1340	0,60	1830	0,82	6040	2,26
I.3. На механизмы собственных нужд	390	0,18	720	0,33	1110	0,42
в том числе на циркуляционные насосы	245	0,11	515	0,23	765	0,29
I.4. Суммарные затраты	2900	1,31	4800	2,16	9880	3,70
2. Турбогенератор (с отключенной турбиной), работающий в режиме СК	50 МВт		100 МВт		200 МВт	
2.I. Из сети на вращение генератора без выработки реактивной мощности	800	0,36	1200	0,54	-	-

Окончание таблицы I

Наименование	Электро-энергия, кВт.ч/ч	Условное топливо, т/ч	Электро-энергия, кВт.ч/ч	Условное топливо, т/ч	Электро-энергия, кВт.ч/ч	Условное топливо, т/ч
2.2. На механизмы собственных нужд	60	0,03	80	0,04	-	-
2.3. Суммарные затраты	860	0,39	I280	0,58	-	-

Таблица 2

Нормы дополнительных затрат для работы турбогенераторов в режиме синхронного компенсатора в зависимости от реактивной нагрузки

Отношение отдаваемой реактивной мощности (Мвар) к номинальной активной мощности (МВт)	Затраты на турбогенераторах					
	50 МВт		I00 МВт		200 МВт	
	Электро-энергия, кВт.ч/ч	Условное топливо, т/ч	Электро-энергия, кВт.ч/ч	Условное топливо, т/ч	Электро-энергия, кВт.ч/ч	Условное топливо, т/ч
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
0,4	I40	0,06	250	0,II	350	0,I3
0,6	240	0,II	450	0,20	700	0,26
0,8	400	0,I8	720	0,32	II50	0,43

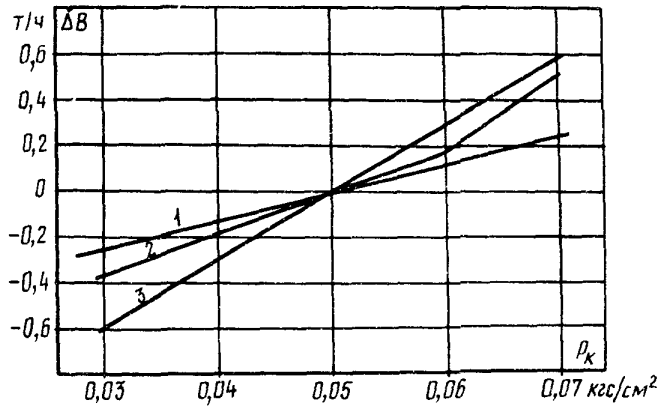

Рис.I. Поправки к затратам топлива на изменение давления в конденсаторах турбин типов:

I - К-50-90; 2 - К-I00-90; 3 - К-200-I30

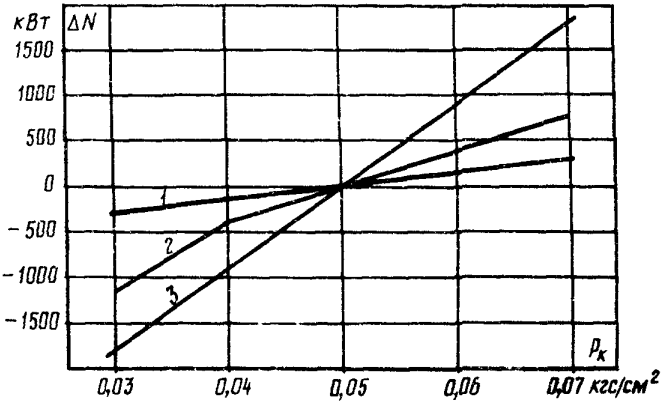

Рис.2. Поправки к затратам электроэнергии на изменение давления в конденсаторах турбин типов:

I - К-50-90; 2 - К-I00-90; 3 - К-200-I30

- для электростанций с турбинами К-50-90 и К-100-90 ЛМЗ - 450 г/(кВт·ч);

- для электростанций с турбинами К-200-130 ЛМЗ - 375 г/(кВт·ч).

При расчете удельных расходов топлива учитывалось, что при прохождении провалов нагрузки оставшиеся в работе турбоагрегаты электростанций разгружаются: на электростанциях с поперечными связями до 60% номинальной нагрузки, на энергоблоках мощностью 200 МВт - до 150 МВт.

6.3. Все паровые потоки, необходимые для поддержания температурного состояния турбины, работающей в режиме вращающегося резерва, берутся от однотипных турбин. Источники указанных потоков и их параметры приведены в табл.3 и соответствуют наиболее экономичным из реализованных схем. При усовершенствовании схем на электростанциях к Нормам должны быть внесены соответствующие поправки на уменьшение энергетических затрат.

6.4. В связи с тем, что в режиме вращающегося резерва расходы пара на охлаждение проточной части и на уплотнения турбины непосредственно не измеряются, к рассчитанным затратам в нормах введен эксплуатационный допуск в размере 5%.

6.5. При пересчете затрат тепла на поддержание температурного состояния турбины в эквивалентный расход электроэнергии рассчитывалась недовыработка электроэнергии работающим агрегатом по каждому потоку отбираемого от него пара.

6.6. При работе турбоагрегатов в режиме вращающегося резерва и СК расход циркуляционной воды через конденсатор принят равным половине номинального расхода.

7. Для определения суммарных затрат топлива на прохождение провалов нагрузки с использованием режима вращающегося резерва турбоагрегатов необходимо продолжительность (ч) работы турбоагрегатов в этом режиме за рассматриваемый период умножить на часовые затраты условного топлива (т/ч) на его поддержание (п.I.4, табл.I).

Полученные затраты топлива на режим вращающегося резерва позволяют произвести корректировку расчетного удельного расхода топлива на отпущенную электроэнергию. Расход электроэнергии на собственные нужды турбоагрегатов, переведенных в режим вращающегося резерва, определяется как сумма затрат электроэнергии на

Таблица 3

Источники и параметры потоков пара, поступающих на турбины, работающие в режиме вращающегося резерва

Места и назначение подачи пара	Тип турбины								
	К-50-90 ЛМЗ			К-100-90 ЛМЗ			К-200-130 ЛМЗ		
	Источник	Давление, кгс/см^2	Температура, °С	Источник	Давление, кгс/см^2	Температура, °С	Источник	Давление, кгс/см^2	Температура, °С
Камера третьего отбора (на охлаждение ЦВД или ЦСД)	Второй отбор	10,4	310	Второй отбор	9,7	254	Второй отбор	18,4	300
Ресивер ЦНД (на охлаждение ЦНД)	-	-	-	Деаэратор	6,0	158	Деаэратор	6,0	158
На передние уплотнения турбины	Свежий пар	90,0	535	Свежий пар	90,0	500	Пар после промежуточного перегрева	16,4	540
На концевые уплотнения турбины	Деаэратор	6,0	158	Деаэратор	6,0	158	Деаэратор	6,0	158
На основные эжекторы	Деаэратор	6,0	158	Свежий пар	90,0	500	Второй отбор	18,4	300
На подогрев конденсата	Второй отбор	10,4	310	Второй отбор	9,7	254	Второй отбор	16,4	300

вращение турбоагрегата (п.I.I. табл.I) и затрат электроэнергии на механизмы собственных нужд (п.I.3 табл.I), умноженные на продолжительность (ч) работы турбоагрегатов в режиме вращающегося резерва. Тепловые собственные нужды турбоагрегатов определяются в соответствии с тепловыми затратами на поддержание температурного состояния турбины (п.I.2 табл.I).

8. При прохождении провалов нагрузки продолжительностью не более 8 ч целесообразность использования работы турбоагрегата в режиме вращающегося резерва определяется путем сопоставления энергетических затрат на этот режим с затратами на останов и пуск турбоагрегата.

9. При расчете затрат условного топлива на ввод турбоагрегатов в режим вращающегося резерва и вывод из него для электростанций с поперечными связями принято, что при разгружении турбоагрегатов до нуля котлы разгружаются, но не отключаются. При этих условиях затраты условного топлива на ввод турбоагрегатов в режим вращающегося резерва и вывод из него составляют для турбоагрегатов К-50-90 и К-I00-90 ЛМЗ соответственно I,2 и I,7 т.

I0. Для электростанций с энергоблоками ввод турбоагрегата в режим вращающегося резерва, как и его останов, производятся с отключением котла. При этом затраты условного топлива на вывод турбоагрегата 200 МВт из режима вращающегося резерва существенно выше и составляет для энергоблоков с газомазутными и пылеугольными котлами соответственно 34,8 и 44,I т.

Подписано к печати 30.0I.85 Формат 60х84 I/I6
Печ.л. 0,75 (усл.печ.л.0,7) Уч.изд.л. 0,6 Тираж I750 экз.
Заказ № 30/85 Издат. № I70/83 Цена 9 коп.

Производственная служба передового опыта и информации Союзтехэнерго
I05023, Москва, Семеновский пер., д.I5

Участок оперативной полиграфии СПО Союзтехэнерго
II7292, Москва, ул.Ивана Бабушкина,д.23,корп.2

КАРТА ОБРАТНОЙ СВЯЗИ. ОЦЕНКА КАЧЕСТВА РАБОТЫ, ВЫПОЛНЕННОЙ СПО СОЮЗТЕХЭНЕРГО

I. Просим заполнить карту и в недельный срок со дня ее поступления вернуть в СПО Союзтехэнерго по адресу: 105023, Москва, Семеновский пер., д.15.

2. Название и адрес предприятия, организации _____

_____

_____

3. Наименование работы, выполненной СПО Союзтехэнерго

_____

_____

_____

4. Какая информация Вас заинтересовала _____

_____

_____

5. Какая информация использована в Вашей работе_____

_____

_____

6. Ваши пожелания и замечания _____

_____

_____

7. Общая оценка работы (хорошо, удовлетворительно)

_____

При оценке работы "удовлетворительно" необходимо указать выявленные недостатки и имеющиеся замечания.

_____

_____

Руководитель предприятия,
организации _____

(должность, фамилия)

gost.e-ecolog.ru