

шихся в работе блоках номинальной нагрузки имеет место при длительности провала графика нагрузки больше приведенных в табл. 2 значений.

При установлении оптимальных способов прохождения минимумов нагрузки необходимо учитывать то обстоятельство, что систематические пуски и остановы блоков в резерв способствуют увеличению дефектов на блоках и снижению долговечности и экономичности блоков [1].

### Л и т е р а т у р а

1. Леонков А.М., Кусков И.А., Рубахин В.Б. Исследование способов прохождения минимумов графиков электрической нагрузки при работе блоков 300 МВт с турбиной К-300-240 ЛМЗ и котлом ТГМП-114. - В сб.: Теплоэнергетика, вып. 3. Минск, 1972.

Ю.М. Шнайдерман

### ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛОВЫХ СХЕМ И ОБОРУДОВАНИЯ ТЭЦ

В тепловых схемах и оборудовании действующих ТЭЦ со-  
держатся значительные резервы повышения экономичности, ко-  
торые могут быть использованы без больших затрат путем вы-  
полнения ряда мероприятий. Ниже приведены некоторые из них.

1. Двухступенчатая схема растопки барабанных котлов. Про-  
ектные растопочные схемы ТЭЦ, параметры которых  $100 \text{ кгс/см}^2$ ,  
 $510^\circ\text{C}$ , предусматривают возможность растопки котлов через  
растопочные РОУ  $90/1,2 \text{ кгс/см}^2$ .

В условиях, когда по режимным соображениям котлы ТЭЦ  
растapливаются сравнительно часто (100 и более растопок и  
остановов в год), целесообразно применить двухступенчатую рас-  
топочную схему. При растопке и останове котла, когда давление в  
барабане  $30 \text{ кгс/см}^2$  и ниже, пар от котла должен подаваться на  
РОУ  $90/1,2 \text{ кгс/см}^2$ , а когда давление в барабане выше  
 $30 \text{ кгс/см}^2$  - на РОУ  $90/13 \text{ кгс/см}^2$ . При этом пар подается  
на одну из существующих на станции или специально монтируе-  
мую РОУ  $90/13 \text{ кгс/см}^2$  (рис. 1), в зависимости от загружен-  
ности установленных на станции РОУ  $90/13 \text{ кгс/см}^2$ .

Экономический эффект достигается за счет увеличения теп-  
лофикационной выработки электроэнергии на ТЭЦ в связи со

снижением количества пара теплофикационного отбора, вытесняемого паром от растопочной РОУ 90/1,2 кгс/см<sup>2</sup>.

Расчет, выполненный применительно к ТЭЦ с 5-ю котлами ТП-230-2, показывает, что при числе растопок и остановов 250 - 300 в год экономия топлива составит 150 - 200 т.т/год.

Рис. 1. Двухступенчатая схема растопки котла: 1,2—главный и растопочный паровые коллекторы; 3—вновь монтируемый паропровод; 4—РОУ 90/1,2 кгс/см<sup>2</sup>; 5—РОУ 90/13 кгс/см<sup>2</sup>.

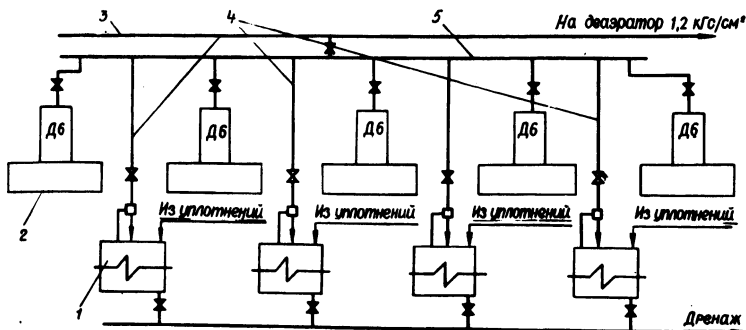
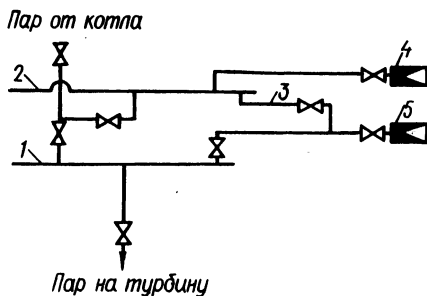


Рис. 2. Перевод питания сальниковых подогревателей турбин ПТ-60-130/13 и Т-100-130 на выпар деаэраторов 6 кгс/см<sup>2</sup>: 1 - сальниковый охладитель; 2 - деаэратор 6 кгс/см<sup>2</sup>; 3 - коллектор 1,2 кгс/см<sup>2</sup>; 4 - вновь монтируемые трубопроводы; 5 - коллектор выпара деаэраторов.

2. Перевод питания эжекторов сальниковых охладителей турбин ПТ-60-130/13 и Т-100-130 на выпар деаэраторов 6 кгс/см<sup>2</sup>.

Проектные схемы ТЭЦ предусматривают подачу выпара деаэраторов 6 кгс/см<sup>2</sup> в коллектор пара 1,2 кгс/см<sup>2</sup> или в деаэратор 1,2 кгс/см<sup>2</sup>. Таким образом, выпар деаэраторов 6 кгс/см<sup>2</sup> вытесняет пар более низкого потенциала отбора 1,2 кгс/см<sup>2</sup>.

В зависимости от конкретных условий тепловой схемы станции предусматривается подача пара давлением 8 - 13 кгс/см<sup>2</sup> на эжекторы отсоса пара из уплотнений в тепловых схемах

турбин Т-100-130 и эжектора сальниковых охладителей ПС-50 в тепловых схемах турбин ПТ-60-130/13. Кроме того, в случае, когда выпар деаэраторов  $6 \text{ кгс/см}^2$  направляется в деаэраторы  $1,2 \text{ кгс/см}^2$  ухудшается деаэрация воды ввиду большого содержания кислорода в паровоздушной смеси и происходит ускоренный коррозионный износ тарелок и распылительных гильз в головках деаэраторов  $1,2 \text{ кгс/см}^2$ .

Расчет, выполненный для конкретных условий ТЭЦ с двумя турбинами Т-100-130 и двумя турбинами ПТ-60-130/13, показывает, что эффект от изменения схемы составит 300 - 400 т.т/год.

3. Ликвидация каскадных продувок паропроводов отбора пара турбины ПТ-60-130/13. В тепловых схемах турбин ПТ-60-130/13 ЛМЗ предусмотрены постоянно действующие каскадные дренажи между трубопроводами отбора до обратных клапанов, на которых устанавливаются ограничительные шайбы с целью предохранения турбины от возможных забросов воды (при сбросах нагрузки), которая может скопиться в трубопроводе на участке "до обратного клапана КОС" при отключенном подогревателе или группе подогревателей. Указанные дренажи, несмотря на малые размеры ограничительных шайб ( $\phi 5 \text{ мм}$ ), создают постоянный каскадный переток пара, что приводит к тепловым потерям и снижению экономичности установки.

Опыт эксплуатации турбин ЛМЗ показал возможность отказа от проектной схемы. Обеспечение надежности работы турбины в этом случае может быть достигнуто простыми эксплуатационными мероприятиями. Для предотвращения заброса воды в турбину при сбросах нагрузки при отключении регенеративных подогревателей следует производить постоянное или периодическое дренирование паропроводов отборов через пусковые дренажи, оборудованные запорной арматурой. Происходящие в этом случае потери тепла с дренажом паропроводов будут значительно меньше, чем при каскадном дренировании, так как при нормальной эксплуатации отключение регенеративных подогревателей происходит сравнительно редко. Эффективность рассматриваемого мероприятия, которое по инициативе станций и ОРГЭС принято к внедрению заводом-изготовителем с конца 1974 г., оценивается в 150 - 200 т.т/год в расчете на одну турбину.

4. Повышение эффективности влагоудаления в последних ступенях турбин ПТ-60-130/13 ЛМЗ. Периферийный влагоуловитель типа, установленного перед последней ступенью турбины

ПТ-60-130/13, отличается сравнительно низкой эффективностью и отводит по данным испытаний [2] около 2% влаги, содержащейся в потоке пара.

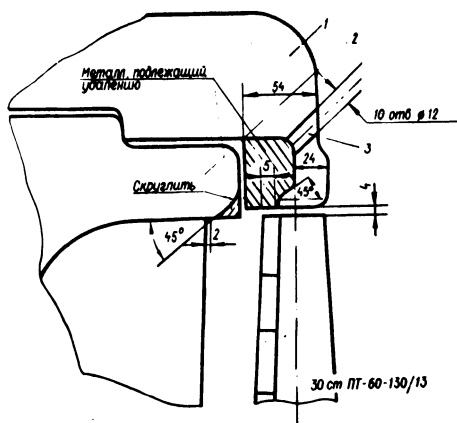


Рис. 3. Повышение эффективности влагоудаления в последней ступени турбины ПТ-60-130: 1 - обойма; 2 - диафрагма; 3 - дренажные отверстия.

В последние годы вследствие высокой повреждаемости котлов, параметры которых  $140 \text{ кгс/см}^2$   $570^\circ\text{C}$ , из-за неудовлетворительной структуры металла температура перегретого пара (за котлами) снижена на  $10 - 20^\circ\text{C}$ , что снизило экономичность последних ступеней турбин ПТ-60-130/13 и привело к резкому увеличению их эрозионного износа [3]. В таких случаях с целью повышения эффективности влагоудаления в последних ступенях турбины целесообразно непосредственно перед рабочими лопатками 30- ступени (рис. 3) выполнить дополнительное периферийное влагоулавливающее устройство. Прирост мощности в этом случае за счет уменьшения влажности в ступени при номинальном расходе пара через ЧНД составит  $50 - 60 \text{ кВт}$ , что соответствует увеличению мощности последней ступени турбины на 1%.

### Л и т е р а т у р а

1. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. М., 1967.
2. Боровков В.М., Ермаков В.Г. Испытания части низкого давления паровой турбины типа ВК-50-2 ЛМЗ им. XXII съезда КПСС. - "Энергомашиностроение", 1972, № 7.
3. Шнайдерман Ю.М. Некоторые мероприятия по улучшению влагоудаления перед последними ступенями теплофикационных турбин. - В сб.; Научные и прикладные проблемы энергетики, вып. 1. Минск, 1974.