

Оптимизация режимов работы турбоустановок и ТЭЦ

Оптимизация, как известно, предполагает поиск экстремальной (максимальной или минимальной) величины определенного критерия при соблюдении заданных граничных условий. В зависимости от внешних объективных и субъективных факторов выбор критерия оптимизации для различных ТЭЦ и энергосистем оказывается весьма неоднозначным. Это может быть экономия денежных средств при изменении выработки и отпуска потребителям энергии, расход сжигаемого топлива, тепловая или электрическая нагрузка и др. Тем не менее, в основе всех критериев лежит энергетическая эффективность работы оборудования. В этой связи следует отметить, что корректное решение оптимизационных задач может быть получено с использованием математических моделей турбоустановок, базирующихся на реальных энергетических характеристиках турбинных отсеков и вспомогательного оборудования. Такие модели позволяют производить полный тепловой расчет турбоустановки (с учетом фактической тепловой схемы, состояния оборудования и условий его эксплуатации) и получать адекватную оценку ее эффективности не только в режимах, близких к номинальному, но и в глубоко переменных. На основе подобных моделей были проведены детальные расчетные исследования переменных режимов работы различных теплофикационных турбин с целью влияния основных эксплуатационных факторов на эффективность их использования в периоды максимальных и минимальных нагрузок. Результаты этих исследований, основные из которых подтверждены к тому же экспериментально, дают возможность сформулировать ряд достаточно общих положений, по крайней мере, для энергосистем, дефицитных по электрической мощности.

1. При решении оптимизационных задач в качестве критерия энергетической эффективности того или иного изменения режима работы турбоустановки наиболее правомерно и продуктивно использовать величину удельного изменения расхода тепла при изменении выработки электроэнергии $q_{\text{доп}} = (DQ_0 - DQT - DQ_n)/DN_n$, где DQ_0 , DQT , DQ_n , DN_n - соответственно изменения расхода тепла на турбину, отпуска тепла из теплофикационных и производственного отбора и электрической мощности турбоустановки.

2. При действующем в настоящее время соотношении цен на топливо и покупную электроэнергию, в период максимальных тепловых нагрузок, когда включены водогрейные котлы, выработка дополнительной мощности на тепловом потреблении всегда целесообразна, т.е. дополнительные затраты на топливо оказываются меньшими стоимости дополнительной покупной электроэнергии. Ситуация, когда в этих условиях имеет место ограничение по расходу топлива и ПВК вынужденно загружаются, а турбины и энергетические котлы – разгружаются – нонсенс. Представляется, что подобное – это больше политика, чем экономика. Однако и в указанном случае возможно получение значительного экономического эффекта за счет перераспределения отпуска тепла из отборов и ПВК и соответствующей выработки электроэнергии между различными периодами суток.

3. В период частичных тепловых нагрузок, энергетическая эффективность дополнительной конденсационной мощности, получаемой на теплофикационных турбинах, оказывается существенно большей, чем на чистоконденсационных с аналогичными параметрами свежего пара. В частности, при $P_0=130$ кгс/см² и $t_0=555$ °С величина $q_{\text{доп}}$ может составлять от 2 – 2,2 Гкал/МВт·ч (турбина Т-50-130) до 1,8-1,9 Гкал/МВт·ч (турбина Т-185-130). Подобный уровень $q_{\text{доп}}$ делает указанную дополнительную мощность вполне конкурентоспособной на рынке электроэнергии (по крайней мере в пиковые периоды суток).

4. Энергетическая эффективность пиковой мощности, получаемой в период максимальных тепловых нагрузок (когда включены ПВК) за счёт открытия РД ЧНД и соответствующего уменьшения отпуска тепла из теплофикационных отборов, существенно различна для

турбоустановок разного типа, а величина $q_{\text{доп}}$ в значительной мере зависит от расхода W и начальной температуры подогреваемой сетевой воды τ_2 (возрастает с увеличением W и снижением τ_2). При номинальном расходе воды через сетевые подогреватели достигаемый уровень $q_{\text{доп}}$ в несколько раз превышает аналогичный показатель для дополнительной конденсационной выработки электроэнергии, поэтому применение данного способа получения пиковой мощности оказывается, как правило, экономически не оправданным. Однако, если расход воды W составляет менее 40-50 % от номинального, то такой способ может стать достаточно эффективным.

5. При получении дополнительной и пиковой мощности зависимость $q_{\text{доп}}$ от прироста мощности в большинстве случаев имеет падающий характер (по крайней мере до полного открытия РД ЧНД без искусственного повышения давления в камерах теплофикационных отборов). В данных условиях оптимальному принципу организации режимов работы группы турбоустановок отвечает последовательное увеличение их мощности. Такой принцип позволяет даже для однотипных турбин по сравнению с равномерным распределением нагрузок получить существенную экономию тепла и топлива (до 1- 2,5 % от их расхода на выработку электроэнергии). При этом в первую очередь должны нагружаться турбины, имеющие наибольший уровень вентиляционного пропуска пара в ЧНД через закрытые РД.

6. В период работы ТЭЦ по тепловому графику с включенными пиковыми водогрейными котлами может оказаться целесообразным отключение регенеративных подогревателей теплофикационных турбин, в частности, ПВД. Это позволяет увеличить нагрузку теплофикационных отборов, а в ряде случаев (при наличии запаса по паропроизводительности энергетических котлов) и электрическую мощность. Эффективность такого решения зависит от расхода воды через сетевые подогреватели, её начальной температуры и особенно сильно – от пропускной способности закрытых РД ЧНД. Связано это с влиянием перечисленных факторов на расход пара в ЧНД (т.е. потери тепла в конденсаторе), а значит и на величину возможного прироста отпуска тепла из отборов при отключении ПВД. Для теплофикационных турбин, имеющих уплотнённые регулирующие диафрагмы ЧНД, работа с отключенными ПВД в указанных выше условиях, даёт, как правило, положительный экономический эффект.