

УДК 620.93

СТРУКТУРА РАСХОДОВ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Романович Д. Г.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю.С.

Потери энергоресурсов при производстве электроэнергии неминуемы, поэтому важно, чтобы они не превышали допустимого уровня. Превышение норм технологического расхода говорит о возникших проблемах. Чтобы это исправить необходимо выяснить причины возникновения.

Выделим структуры потерь при производстве электроэнергии. Структура потерь на ТЭС, которые составляют наибольший процент в структуре генерации энергосистемы Беларуси, можно представить следующим образом: потери в топливном хозяйстве, потери в котлоагрегате, потери в трубопроводах и сетевых подогревателях, потери на собственные нужды, потери в электрогенераторе.

1. Потери в топливном хозяйстве - это потери связанные с разгрузкой, учетом, хранением, внутренней транспортировкой и приготовлением для сжигания (дробления, подогрева, размола) поступающего на электростанцию топлива.

2. Потери в котлоагрегате можно представить следующим образом:

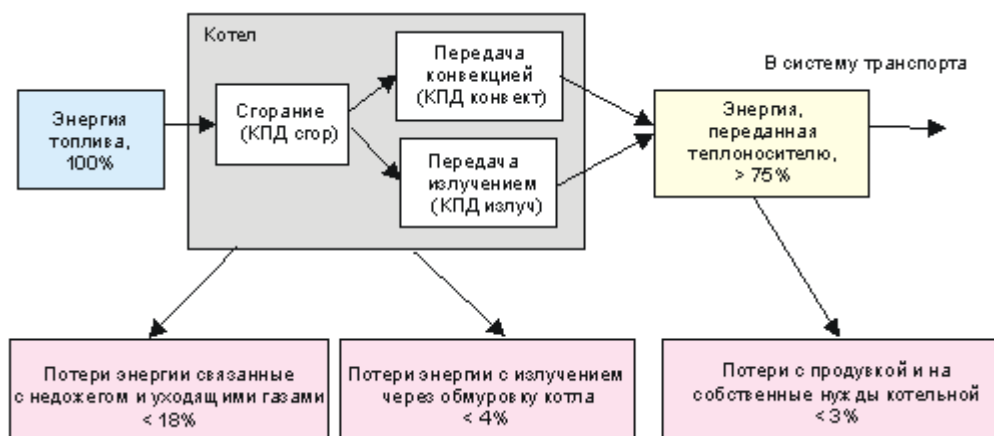


Рисунок 1 – Потери в котлоагрегате

На участке производства тепловой энергии при нормальной работе котлоагрегата всегда существуют три вида основных потерь:

1) *с уходящими газами* (обычно не более 18%):

$$q_2 = \frac{Q_2}{Q_p} \cdot 100, \% \quad (1)$$

где Q_2 – абсолютное значение потери теплоты,

$$Q_2 = \frac{(H_{yx} - \alpha_{yx} H_{0x,n})(100 - q_4)}{Q_p}, \text{ кДж/кг} \quad (2)$$

где H_{yx} – энтальпия уходящих газов, кДж/кг;

α_{yx} – коэффициент избытка воздуха в уходящих газах;

$H_{0x.v}$ – энтальпия теоретически необходимого объема холодного воздуха, кДж/кг;

q_4 – механический недожог топлива, %.

2) с химическим недожогом топлива (1-1,5%):

$$q_3 = V_{CO} \cdot Q_{CO} + V_{H_2} \cdot Q_{H_2} + V_{CH_4} \cdot Q_{CH_4}, \quad (3)$$

где Q – теплота сгорания горючих газов;

V – объем горючих газов на единицу сгоревшего топлива. [1]

3) с механическим недожогом топлива (7-9%):

$$q_4 = Q_{\text{шлак}} + Q_{\text{унос}} + Q_{\text{провал}} \quad (4)$$

4) потери энергии от наружного охлаждения (1-2%):

$$Q_5 = \frac{F_{ct}}{B_p} (\alpha_k + \alpha_l) (t_{ct} - t_{окр}), \text{ кДж/кг}, \quad (5)$$

где F_{ct} – наружная поверхность стен котла и его высокотемпературных элементов, м²;

α_k и α_l – коэффициенты теплоотдачи конвекцией и излучением, кВт/(м² · К);

t_{ct} и $t_{окр}$ – соответственно средняя температура поверхности стен и окружающего воздуха;

B_p – расход топлива на котел, кг/с. [1]

5) потери с продувкой и на собственные нужды котельной (около 3%).

Указанные цифры тепловых потерь приблизительно близки для нормального не нового отечественного котла (с КПД около 75%). Более совершенные современные котлоагрегаты имеют реальный КПД около 80-85% и стандартные эти потери у них ниже. Однако они могут дополнительно возрастать:

- Если своевременно и качественно не проведена режимная наладка котлоагрегата с инвентаризацией вредных выбросов, потери с недожогом газа могут увеличиваться на 6-8 %;

- Диаметр сопел горелок, установленных на котлоагрегате средней мощности обычно не пересчитывается под реальную нагрузку котла. Однако подключенная к котлу нагрузка отличается от той, на которую рассчитана горелка. Это несоответствие всегда приводит к снижению теплоотдачи от факелов к поверхностям нагрева и возрастанию на 2-5% потерь с химическим недожогом топлива и уходящими газами;

- Если чистка поверхностей котлоагрегатов производится, как правило, один раз в 2-3 года, это снижает КПД котла с загрязненными поверхностями на 4-5% за счет увеличения на эту величину потерь с уходящими газами. Кроме того, недостаточная эффективность работы системы химводоочистки (ХВО) приводит к появлению химических отложений (накипи) на внутренних

поверхностях котлоагрегата значительно снижающих эффективность его работы.

- Если котел не оборудован полным комплектом средств контроля и регулирования (паромерами, теплосчетчиками, системами регулирования процесса горения и тепловой нагрузки) или если средства регулирования котлоагрегата настроены неоптимально, то это в среднем дополнительно снижает его КПД на 5%.

- При нарушении целостности обмуровки котла возникают дополнительные присосы воздуха в топку, что увеличивает потери с недожогом и уходящими газами на 2-5%

- Использование современного насосного оборудования в котельной позволяет в два-три раза снизить затраты электроэнергии на собственные нужды котельной и снизить затраты на их ремонт и обслуживание.

- На каждый цикл "Пуск-останов" котлоагрегата тратится значительное количество топлива. Идеальный вариант эксплуатации котельной - ее непрерывная работа в диапазоне мощностей, определенном режимной картой. Использование надежной запорной арматуры, высококачественной автоматики и регулирующих устройств позволяет минимизировать потери, возникающие из-за колебаний мощности и возникновения нештатных ситуаций в котельной.

Перечисленные выше источники возникновения дополнительных потерь энергии в котельной не являются явными и прозрачными для их выявления. Например, одна из основных составляющих этих потерь - потери с недожогом, могут быть определены только с помощью химического анализа состава уходящих газов. В то же время увеличение этой составляющей может быть вызвано целым рядом причин: не соблюдается правильное соотношение смеси топливо-воздух, имеются неконтролируемые присосы воздуха в топку котла, горелочное устройство работает в неоптимальном режиме др. Таким образом, постоянные неявные дополнительные потери только при производстве тепла в котельной могут достигать величины 20-25%.

3. Потери в турбоагрегате

1. Внутренние потери:

-потери от частичного выпуска пара

Если ступень имеет парциальный впуск ϵ пара, то в промежуток времени, затрачиваемый рабочими лопатками на прохождение дуги $(1 - \epsilon)\pi d$, в пределах которой пар к лопаткам не подводится, в каналах лопаток течение прекращается, и они заполняются застойным паром. При подходе лопаточного канала к соплам содержимое канала должно получить необходимый толчок (импульс) для того, чтобы выйти из канала и уступить место струе пара, вытекающего из сопла. На этот толчок, т. е. на выталкивание неподвижной (относительно лопаток) массы пара, расходуется часть кинетической энергии потока при соответствующем снижении относительной скорости входа в рабочий канал. Такой расход кинетической энергии носит название потери на выколачивание или от частичного впуска пара и обозначается $q_{вк}$. Эта потеря невелика, вычисляют ее по эмпирической формуле.

-потери от влажности пара

Последние ступени ТНД и многоступенчатых вспомогательных турбин работают в области влажного пара, где происходит процесс выпадения частичек влаги. При повышении влажности пара частички влаги увеличиваются в размерах и превращаются в маленькие капельки воды. Увлекаемые паром, они движутся с меньшей скоростью, чем пар. Если пар, вытекающий из сопла с абсолютной скоростью c_1 (рисунок 2), входит в лопаточный канал без удара, имея относительную

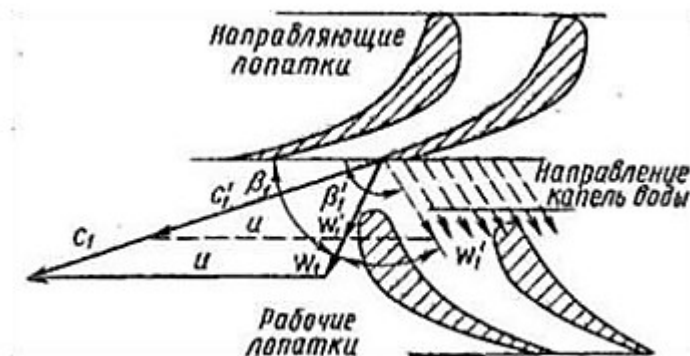


Рисунок 2 – Потери от влажности

скорость w_1 , то частицы воды, движущиеся со значительно меньшей скоростью c'_1 , войдут в канал с относительной скоростью w'_1 . В результате капли воды будут ударяться о выпуклую часть лопаток. Эти удары вызывают эрозию входных кромок и создают тормозной момент на диске, что приводит к снижению окружного КПД ступени. В первом приближении можно считать, что снижение окружного КПД ступени составляет 1% на каждые 1,5% содержания влаги в паре.

Потери от влажности обозначаются q_x :

$$q_x = (1-x) \cdot h_i, \quad (6)$$

где h_i – использованный на ступени перепад тепла с учетом внутренних потерь,

x – средняя степень сухости пара в ступени:

$$x = x_1 + \frac{x_2}{2}, \quad (7)$$

Благодаря применению в последних ступенях турбин низкого давления дренажных устройств влагосодержание пара снижается примерно в 2 раза против определяемого по is -диаграмме. Соответственно уменьшается и потеря от влажности пара.

- потери от протечек пара

В активных турбинах некоторое количество пара перетекает через зазоры в уплотнениях диафрагм, минуя сопла и не совершая полезной работы.

Тепловая потеря от протечек пара через лабиринтные уплотнения диафрагм, отнесенная к массе пара 1 кг, протекающего через ступень:

$$q_{yt} = \frac{G_{yt}}{G_c} (i_1 - i_2), \quad (8)$$

где G_{yt} — количество пара, протекающего через лабиринтные уплотнения диафрагм, кг/с;

G_c — расход пара через ступень в единицу времени, кг/с. [2]

В реактивных турбинах и активных со степенью реактивности $q > 0,1$ часть пара протекает через радиальные зазоры лопаток, так как давление по обе стороны лопаток неодинаково. Эта потеря, также обозначаемая q_{yt} , определяется по эмпирическим формулам. Указанные потери особенно велики в первых ступенях реактивных турбин, где при небольшой высоте лопаток имеются относительно большие радиальные зазоры. Поэтому реактивные ступени, работающие в условиях высоких параметров, малоэкономичны. Для борьбы с протечками в зазорах применяют радиальные или осевые уплотнения между бандажом лопаток и корпусом турбины.

-потери на вентиляцию

На роторе турбины могут быть неработающие, но вращающиеся рабочие лопатки, которые захватывают пар и перегоняют его с одной стороны диска на другую. Такие лопатки действуют как вентилятор, на что затрачивается часть механической энергии.

- потери на трение.

Потери на трение диска вызываются силами трения между вращающимся диском и паром. Они тем выше, чем больше окружная скорость и диска, его диаметр d и плотность среды, в которой вращается диск.

$$\eta_{oi} = \eta_{oi} - \xi_y - \xi_{mp}, \quad (9)$$

Таким образом

Где $\xi_y, \xi_{тр}$ - относительные величины потери на утечки и трение. [2]

2. Внешние потери:

-механические потери.

К ним относятся механические потери вследствие трения в подшипниках и затраты энергии на привод регулятора, масляного насоса и других вспомогательных механизмов, а также энергия, теряемая в зубчатом редукторе.

-потери от дросселирования при пуске.

Понижение давления газа или пара при протекании через сужение проходного канала трубопровода приводит к дополнительным потерям. [2]

4. Потери на собственные нужды: расходуется на обеспечение работы подстанций и деятельности персонала.

5. Потери в электрогенераторе.

Потери энергии в генераторе возникают в результате преобразования в нём механической энергии в электрическую. Все виды потерь разделяются на основные и добавочные.

1) Основные потери (до 3 %)

- Потери в обмотке статора:

$$P = I^2 \cdot r_1. \quad (10)$$

- Потери на возбуждение в возбуждителях:

$$P_B = I_B^2 \cdot V_B + U_{щ} \cdot I_B, \quad (11)$$

где $U_{щ}$ – падение напряжения в щеточном контакте

- Магнитные потери в сердечнике:

$$P_M = P_2 + P_{в.т.}, \quad (12)$$

где P_2 – потери в сердечнике от гистерезиса; $P_{в.т.}$ – потери от вихревых токов.

- Механические потери:

$$P_{трщ} = K_{тр} \cdot f_{щ} \cdot S_{щ} \cdot v_k, \quad (13)$$

где $K_{тр}$ – коэффициент трения щеток о коллектор или кольца, принимается;

$f_{щ}$ – давление на щётку;

$S_{щ}$ – суммарная площадь контактов всех щеток, м²;

v_k – окружная скорость коллектора, м/с.

2) Добавочные потери в генераторе разделяются на два вида:

- пульсационные потери в полюсных наконечниках ротора от магнитной индукции в зазоре из-за зубчатости внутренней поверхности статора;

- потери при нагрузке, которые для генераторов мощностью более 1 000 кВт при проектировании принимают 0,25-0,4% от полезной мощности генератора.

Заключение

Повышение экономичности работы котлоагрегата в общем случае можно представить как последовательность определенных действий:

1. Провести комплексное обследование котлоагрегатов, включая газовый анализ продуктов сгорания. Оценить качество работы периферийного оборудования котельной.

2. Провести режимную наладку котлов с инвентаризацией вредных выбросов. Разработать режимные карты работы котлоагрегатов на различных нагрузках и мероприятия, которые обеспечат работу котлоагрегатов только в экономичном режиме.

3. Произвести чистку наружных и внутренних поверхностей котлоагрегатов.

4. Оборудовать котельную рабочими приборами контроля и регулирования, оптимально настроить автоматику котлоагрегатов.

5. Восстановить теплоизоляцию котлоагрегата, обнаружив и устранив неконтролируемые источники присосов воздуха в топку;

6. Проверить и возможно модернизировать систему ХВО котельной.

7. Произвести перерасчет сопел горелок под реальную нагрузку.

Что касается турбоагрегата, то для уменьшения потерь мы должны следить за значением степени сухости, для уменьшения коррозионного процесса на

лопатках турбины; потери через зазоры между ступицей и крышкой турбины и между ободом и нижним кольцом направляющего аппарата должны быть всевозможно малыми, для этого в этих местах выполняем уплотнения; для уменьшения потерь на выколачивание сегменты сопл размещаем подряд на одной дуге, а не разбросанно по всей окружности.

Повысить КПД генератора можно засчет улучшения механизма охлаждения, регулирования потерь в зазоре между статором и ротором, применения более качественных изоляционных и электротехнических материалов.

Литература

1. Жихар, Г.И. Котельные установки тепловых электростанций : учеб. пособие / Г.И. Жихар. – Минск : Вышэйшая школа, 2015. – 523 с. : ил.
2. Нерезько, А.В. Паровые турбины. Тепловые и атомные электрические станции/ А.В. Нерезько, Н.В. Пантелей. – Минск, 2015. – 71 с.