

УДК 621.311

## МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИХ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ С АВАРИЙНЫМ ДЕФИЦИТОМ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И ДЕЙСТВИЯ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ

Ю. Д. ФИЛИПЧИК, Е. В. КАЛЕНТИОНОК

*Белорусский национальный технический университет,  
г. Минск*

### Введение

Аварии в электроэнергетических системах, сопровождающиеся возникновением дефицита активной мощности и глубоким снижением частоты, имеют, как правило, наиболее тяжелые последствия. Снижение частоты происходит в результате отключения источников генерации, аварийного разделения энергосистемы на части, отключения питающих энергорайон линий электропередачи. Процесс аварийного снижения частоты протекает весьма быстро и диспетчер энергосистемы, как правило, не успевает вмешаться в ход его развития. Поэтому обеспечение функционирования электрической системы в таких аварийных режимах возлагается на комплекс противоаварийной автоматики. Основным средством ликвидации тяжелых аварийных режимов, связанных с возникновением дефицита активной мощности и сопровождающихся глубоким снижением частоты, является автоматическая частотная разгрузка (АЧР). Анализ системных аварий, в том числе и в Белорусской энергосистеме, показывает, что именно несовершенство АЧР и делительной автоматики приводит к погашению крупных электростанций и потребителей электроэнергии на огромных территориях [1].

Исследование переходных процессов в энергосистеме при значительных аварийных дефицитах мощности с целью оптимального выбора средств противоаварийного управления для предотвращения развития аварии и погашения потребителей практически возможно только с использованием математических моделей и программ на ЭВМ.

### Постановка задачи и решение

Рассмотрим процесс изменения частоты во времени при возникновении аварийного дефицита мощности, определяемый уравнением относительного движения системы [2], [3]:

$$\frac{df}{dt} = \frac{P_r - P_n}{T_j}, \quad (1)$$

где  $f$  – частота системы;  $P_r$  – генерирующая мощность системы (мощность турбин);  $P_n$  – мощность нагрузки;  $T_j$  – постоянная механической инерции системы.

Текущее значение суммарной мощности генераторов может быть определено из уравнения

$$P_r = P_{r0\Sigma} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m P_{r0j} \pm P_{p.c}, \quad (2)$$

где  $P_{r0\Sigma}$  – исходное значение суммарной мощности генератора, кроме генераторов, которые могут быть отделены автоматикой частотного деления (АЧД);  $P_{r0j}$  – исходное значение суммарной мощности генераторов, отделяемых  $j$ -й АЧД;  $m$  – количество АЧД;  $i$  – номер сработавшей АЧД;  $P_{p.c}$  – изменение мощности турбин под действием автоматических регуляторов скорости.

Составляющая мощности генераторов, определяемая автоматическими регуляторами скорости (АРС), с учетом типов турбин, может быть определена из уравнения

$$P_{p.c} = P_{p.c}^k + P_{p.c}^{оп} + P_{p.c}^{пл} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m P_{p.c,j}, \quad (3)$$

где  $P_{p.c}^k$  – изменение мощности на конденсационных агрегатах (ГРЭС);  $P_{p.c}^{оп}$  – изменение мощности на агрегатах ТЭЦ с турбинами с промышленными и теплофикационными отборами пара;  $P_{p.c}^{пл}$  – изменение мощности на агрегатах ТЭЦ с противодавлением;  $P_{p.c,j}$  – изменение мощности на агрегатах, отделяемых  $j$ -й АЧД.

Таким образом, генерирующая часть системы моделируется тремя типами агрегатов (конденсационные, ТЭЦ с турбинами с промышленными и теплофикационными отборами пара и ТЭЦ с противодавлением). Количество эквивалентных генераторов определяется количеством АЧД ( $m$ ) и количеством электростанций или дополнительно одним, двумя или тремя эквивалентными генераторами системы, не отделяемых устройствами АЧД. Генераторы каждой электрической станции, отделяемые  $j$ -й АЧД, представляются эквивалентными генераторами с учетом типа турбины. На генераторах ТЭЦ с противодавлением  $P_{p.c}^{пл} = 0$ .

Мощность на конденсационном агрегате ГРЭС или ТЭЦ с отборами пара под действием регулятора скорости может быть представлена двумя составляющими:

$$P_{p.c}^{(k \text{ или } оп)} = P_{чвд} + P_{чнд}, \quad (4)$$

где  $P_{чвд}$  – мощность, определяемая изменениями в части высокого давления турбины;  $P_{чнд}$  – мощность, определяемая изменениями в части среднего и низкого давления турбины.

Изменение мощности на конденсационном агрегате (индекс  $k$ ) под действием АРС описывается двумя дифференциальными уравнениями первого порядка:

$$\begin{aligned} \frac{dP_{чвд(k)}}{dt} &= \frac{1}{T_c} \left[ \frac{\Delta f}{\sigma} P_{н.г} k_{чвд} - P_{чвд(k)} \right]; \\ \frac{dP_{чнд(k)}}{dt} &= \frac{1}{T_{ин}} \left[ \frac{\Delta f}{\sigma} P_{н.г} (1 - k_{чвд}) - P_{чнд(k)} \right], \end{aligned} \quad (5)$$

при этом

$$\begin{aligned} P_{\min \Gamma} k_{чвд} &\leq (P_{чвд(k)} + P_{0\Gamma} k_{чвд}) \leq P_{н.г} k_{чвд}; \\ P_{\min \Gamma} (1 - k_{чвд}) &\leq (P_{чнд(k)} + P_{0\Gamma} (1 - k_{чвд})) \leq P_{н.г} (1 - k_{чвд}); \\ P_{p.c(k)} &= P_{чвд(k)} + P_{чнд(k)}; \\ \Delta f &= 0, \text{ если } f_2 \geq f \geq f_1; \end{aligned}$$

$$\Delta f = \frac{f_1 - f}{f_1}, \text{ если } f < f_1;$$

$$\Delta f = \frac{f_2 - f}{f_2}, \text{ если } f < f_2, \quad (6)$$

где  $T_c$  – постоянная времени системы регулирования скорости турбины;  $P_{\min \Gamma}$  – минимальное допустимое значение мощности генератора;  $\sigma$  – статизм системы регулирования скорости турбины;  $P_{н.г}$ ,  $P_{0г}$  – номинальная и исходная мощности агрегатов;  $T_{пп}$  – постоянная времени промперегрева;  $k_{чвд}$  – коэффициент, равный доле мощности ЧВД в общей мощности агрегата в установившемся режиме;  $\Delta f$  – относительное изменение частоты в системе;  $f_1$  – значение нижней границы зоны нечувствительности АРС;  $f_2$  – значение верхней границы зоны нечувствительности АРС.

Изменение мощности на турбогенераторе ТЭЦ с промышленными и теплофикационными отборами пара (индекс оп) при действии АРС описывается дифференциальными уравнениями

$$\frac{dP_{чвд(он)}}{dt} = \frac{1}{T_c} \left[ \frac{\Delta f}{\sigma_1} P_{н.г} k_{чвд} - P_{чвд(он)} \right];$$

$$\frac{dP_{чнд(он)}}{dt} = \frac{1}{T_c} \left[ \frac{\Delta f}{\sigma_2} P_{н.г} (1 - k_{чвд}) - P_{чнд(он)} \right], \quad (7)$$

при этом

$$P_{\min \Gamma} k_{чвд} \leq (P_{чвд(он)} + P_{0г} k_{чвд}) \leq P_{н.г} k_{чвд};$$

$$P_{\min \Gamma} (1 - k_{чвд}) \leq (P_{чнд(он)} + P_{0г} (1 - k_{чвд})) \leq P_{н.г} (1 - k_{чвд});$$

$$P_{п.с(он)} = P_{чвд(он)} + P_{чнд(он)}, \quad (8)$$

где  $\sigma_1$ ,  $\sigma_2$  – статизм регулирования турбины в части высокого и низкого давления соответственно.

При отсутствии данных по  $\sigma_1$  и  $\sigma_2$  и известном статизме регулирования для всего турбоагрегата или электростанции, изменение мощности турбины с отбором пара под действием АРС может быть описано уравнением

$$\frac{dP_{п.с(он)}}{dt} = \frac{1}{T_c} \left[ \frac{\Delta f}{\sigma_1} P_{н.г} - P_{п.с(он)} \right], \quad (9)$$

при этом

$$P_{\min \Gamma} \leq (P_{п.с(он)} + P_{0г}) \leq P_{н.г}. \quad (10)$$

Нагрузка системы при расчете переходного процесса может быть представлена в виде

$$P_n = (P_{н0} - \sum P_{АЧР_i} + \sum P_{ЧАПВ_j} - \sum P_{н0д}) K_n \cdot K_p, \quad (11)$$

где  $P_{н0}$  – мощность нагрузки в исходном режиме;  $P_{АЧР_i}$  – мощность, отключаемая  $i$ -й очередью АЧР;  $P_{ЧАПВ_j}$  – мощность, подключаемая  $j$ -й очередью ЧАПВ;  $P_{н0д}$  – мощность нагрузки в исходном режиме, определяемая  $d$ -й АЧД;  $K_p$  – коэффициент, позволяющий рассчитать режим нагрузки, отличный от принятого за исходный (максимальный, минимальный, выходного дня и т. д.);  $K_n$  – коэффициент, учитывающий влияние частоты на величину мощности нагрузки.

В настоящее время предложено несколько подходов к определению значения  $K_n$ . На наш взгляд, для решения поставленной задачи наиболее подходящим вариантом является нахождение его величины из полинома третьей степени по частоте

$$K_n = a_0 + a_1 f_* + a_2 f_*^2 + a_3 f_*^3, \quad (12)$$

где  $f_* = f / f_0$ ;  $a_0, a_1, a_2, a_3$  – коэффициенты, определяющие доленое участие нагрузок, соответственно нулевой, первой, второй и третьей групп потребителей в суммарной нагрузке  $P_{н0}$  при исходной частоте  $f_0$ .

К нулевой группе относятся потребители, на потребляемую мощность которых изменение частоты не оказывает непосредственного влияния. К ним относятся: осветительная аппаратура, электропечи, выпрямительная и бытовая нагрузка.

К первой группе относятся потребители, потребляемая мощность которых изменяется пропорционально первой степени частоты. К таким потребителям можно отнести привод синхронных двигателей, металлорежущие станки, поршневые насосы, компрессоры и т. д.

Ко второй группе относится нагрузка, мощность которой зависит от частоты в квадрате. Механизмов, момент сопротивления которых линейно зависит от частоты, нет. Своеобразным потребителем такого типа во многих случаях являются потери в электрических сетях.

К третьей группе относятся механизмы с вентиляторным моментом, потребляемая мощность которых пропорциональна кубу частоты. К таким механизмам относятся центробежные вентиляторы и насосы (как правило, крупные асинхронные двигатели). Потребителем с такой частотной характеристикой являются собственные нужды тепловых электрических станций.

Постоянная механической инерции энергосистемы определяется как сумма постоянных инерций турбоагрегатов и нагрузки, отнесенных к базисной мощности.

$$T_j = \tau_{т\Sigma} + \tau_n, \quad (13)$$

где  $\tau_{т\Sigma}$  – постоянная механической инерции рассматриваемых турбогенераторов;  $\tau_n$  – постоянная механической инерции нагрузки.

Постоянная механической инерции турбогенераторов определяется по формуле

$$\tau_{т\Sigma} = \frac{\sum \tau_{тn} P_{нг_n} (\sum P_{нг_n} - \sum P_{нг_g})}{P_{н0} \sum P_{нг_n}}, \quad (14)$$

где  $\tau_{тn}$  – постоянная механической инерции  $n$ -го турбогенератора;  $P_{нг_n}$  – номинальная активная мощность  $n$ -го турбогенератора;  $P_{нг_g}$  – номинальная активная мощность  $g$ -го турбогенератора, выделенного АЧД на изолированную работу от системы.

Постоянная механической инерции нагрузки определяется следующим соотношением:

$$\tau_n = \frac{\sum \tau_{дм_k} P_{нд_k}}{P_{н.о}}, \quad (15)$$

где  $\tau_{\text{дм}_k}$  – постоянная механической инерции  $k$ -го двигателя и приводного механизма;  $P_{\text{нд}_k}$  – номинальная активная мощность  $k$ -го двигателя;  $\tau_{\text{н.ср}}$  – средняя величина постоянной механической инерции нагрузки.

Срабатывание несомещенной АЧР осуществляется при выполнении условий

$$f < f_{\text{уАЧР}_i}; \quad t > t_{\text{уАЧР}_i}, \quad (16)$$

а совмещенных АЧР

$$f < f_{\text{у1АЧР}_i} \text{ и } t > t_{\text{у1АЧР}_i} \text{ или } f < f_{\text{у2АЧР}_i} \text{ и } t > t_{\text{у2АЧР}_i}, \quad (17)$$

где  $f_{\text{уАЧР}_i}$ ,  $f_{\text{у1АЧР}_i}$ ,  $f_{\text{у2АЧР}_i}$  – уставки  $i$ -й АЧР по частоте;  $t_{\text{уАЧР}_i}$ ,  $t_{\text{у1АЧР}_i}$ ,  $t_{\text{у2АЧР}_i}$  – уставки выдержки времени на срабатывание  $i$ -й АЧР.

Устройства частотного автоматического повторного включения срабатывают при выполнении следующих условий:

$$f > f_{\text{уЧАПВ}_j}; \quad t \geq t_{\text{уЧАПВ}_j}, \quad (18)$$

где  $f_{\text{уЧАПВ}}$  – уставка ЧАПВ по частоте;  $f_{\text{уЧАПВ}} = 49,4$  Гц, для спецочереды 49,6 Гц;  $t_{\text{уЧАПВ}_j}$  – уставка выдержки времени на включение потребителей  $j$ -й ЧАПВ.

Срабатывание автоматики частотного деления происходит при выполнении условий

$$f < f_{\text{у1АЧД}_i} \text{ и } t < t_{\text{у1АЧД}_i} \text{ или } f < f_{\text{у2АЧД}_i} \text{ и } t < t_{\text{у2АЧД}_i}, \quad (19)$$

где  $f_{\text{у1АЧД}_i}$ ,  $f_{\text{у2АЧД}_i}$  – уставки  $i$ -й АЧД по частоте;  $t_{\text{у1АЧД}_i}$ ,  $t_{\text{у2АЧД}_i}$  – уставки по времени  $i$ -й АЧД.

Срабатывание автоматов безопасности происходит при выполнении условия:

$$f > f_{\text{уАБ}}, \quad (20)$$

где  $f_{\text{уАБ}}$  – уставка срабатывания автомата безопасности.

На основе предложенной математической модели разработаны алгоритмы и программа расчета переходных процессов на электростанциях и в энергосистеме на ЭВМ. Программа состоит из трех подсистем:

1. Подсистема ввода позволяет последовательно подключать, редактировать и загружать базы данных по генераторам, котлам, нагрузкам, автоматике частотного деления и частотной разгрузки.

2. Подсистема выполнения расчетов реализует два численных метода интегрирования систем нелинейных дифференциальных уравнений – Эйлера и Рунге-Кутты.

3. Подсистема вывода результатов расчета позволяет представить данные в двух форматах – таблично-текстовом и графическом.

Выполнены исследования аварийных режимов энергосистем с неустойчивостью частоты. Результаты расчетов представлены на рис. 1 и 2.

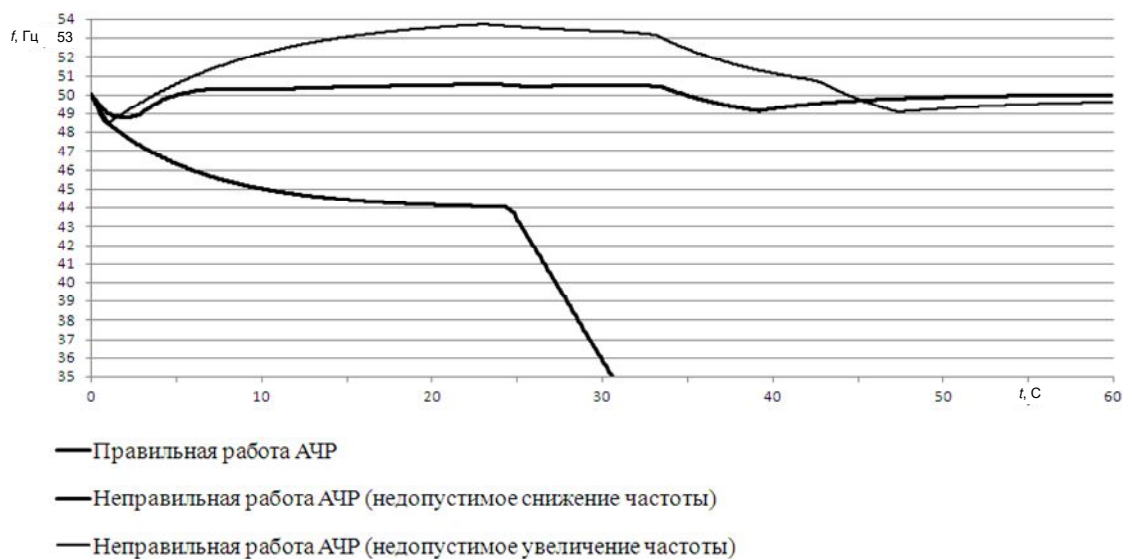


Рис. 1. Зависимости изменения частоты в режимах с аварийным небалансом активной мощности

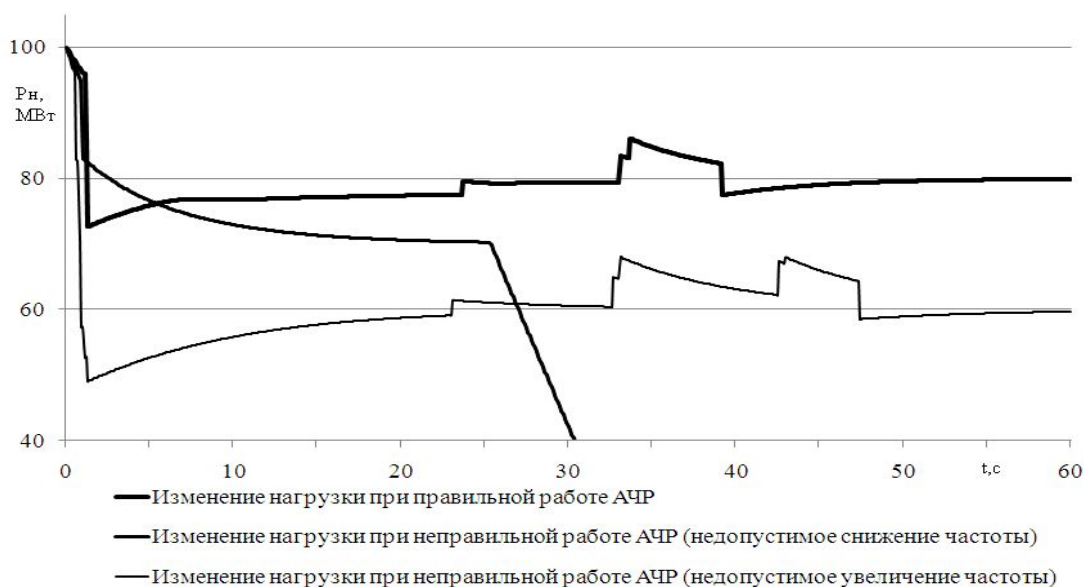


Рис. 2. Зависимости изменения активной мощности потребителей энергорайона в режимах с аварийным небалансом активной мощности

Как видно из приведенных зависимостей, возможны три различных варианта развития аварии. В первом случае, когда уставки АЧР выбраны правильно, а объем подключенной нагрузки достаточен для ликвидации возникшего дефицита активной мощности, частота довольно быстро снижается и после срабатывания АЧР постепенно возрастает и стабилизируется на уровне частоты, близкой к номинальной. Спустя заданную выдержку времени происходит процесс включения ЧАПВ нагрузки, что приводит к снижению частоты и повторному отключению потребителей.

В случаях, когда уставки АЧР выбраны неправильно, возможно протекание процесса со значительным понижением или повышением частоты. Первый из указанных случаев возможен, если объем подключенной к устройствам АЧР нагрузки недостаточен для ликвидации возникшего дефицита. Как отмечалось ранее, снижение частоты очень негативно сказывается на производительности двигателей собственных

нужд станции, что приводит к возникновению дополнительного небаланса активной мощности и развитию лавины частоты с погашением или выделением электрических станций.

В тех случаях, когда объем отключаемой нагрузки АЧР окажется значительно больше существующего дефицита активной мощности, происходит заброс частоты, при достижении которой значения 53–55 Гц происходит срабатывание автоматов безопасности на электрических станциях. Это, в свою очередь, может привести к последующему развитию лавины частоты.

### **Заключение**

Для анализа аварийных режимов с небалансами активной мощности разработана математическая модель изменения частоты в энергосистеме с учетом различных типов электростанций, а также используемых на них автоматических регуляторов скорости турбин, промежуточного пароперегревателя. В модели учтено влияние частоты на величину мощности нагрузки, действия средств противоаварийной автоматики (автоматической частотной разгрузки и автоматического частотного повторного включения потребителей, автоматики частотного деления и автоматов безопасности электростанции).

Выполнены исследования аварийных режимов энергосистем с неустойчивостью частоты. На основе расчетов установлено, что при существующих объемах и уставках автоматической частотной разгрузки возможно глубокое снижение частоты, приводящее к срабатыванию автоматики частотного деления, что вызывает отделение электростанции от энергосистемы и тем самым значительно углубляются условия развития аварии. В других режимах возможно излишнее отключение нагрузки и частота в энергосистеме стремительно повышается вплоть до срабатывания автоматов безопасности.

### **Литература**

1. Калентионок, Е. В. Устойчивость электроэнергетических систем / Е. В. Калентионок. – Минск : Техноперспектива, 2008. – 375 с.
2. Рабинович, Р. С. Автоматическая частотная разгрузка энергосистем / Р. С. Рабинович. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 352 с.
3. Калентионок, Е. В. Оперативное управление в энергосистемах / Е. В. Калентионок, В. Г. Прокопенко, В. Т. Федин. – Минск : Выш. шк., 2007. – 351 с.

*Получено 09.09.2010 г.*