

ПРЕДСТАВЛЕНИЕ МАШИН ПЕРЕМЕННОГО ТОКА В РАСЧЕТАХ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ С СОБСТВЕННЫМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ

*Б.И. Заславец, В.А. Игуменцев, А.В. Малафеев, О.В. Буланова,
Ю.Н. Ротанова
г. Магнитогорск, МГТУ*

Сформулирована задача анализа переходных режимов с целью оценки устойчивости в системах электроснабжения промышленных предприятий с собственными электростанциями. Приведены требования к способам представления машин переменного тока в таких расчетах. Рассмотрены способы представления синхронных и асинхронных машин в задаче анализа устойчивости в режимах параллельной и раздельной работы.

Введение. Коренные изменения, произошедшие в последнее время в структуре энергетического хозяйства России, ставят в ряд приоритетных задач развитие крупными промышленными предприятиями собственной энергетической базы. Одним из его основных направлений следует считать увеличение генерирующих мощностей собственных электростанций. Такая структура системы электроснабжения в сочетании со значительной долей высоковольтной двигательной нагрузки делает необходимым анализ динамической устойчивости в аварийных и послеаварийных режимах с целью обеспечения надежной работы. Такой анализ осложняется возможностью выхода собственных электростанций на раздельную работу в результате ликвидации аварии. В этих условиях оперативно-диспетчерский персонал должен обеспечить бесперебойное электроснабжение потребителей, что невозможно без обеспечения запаса устойчивости в возможных эксплуатационных режимах. Для оценки динамической устойчивости такого узла необходима разработка соответствующего программного обеспечения, позволяющего определять параметры переходных режимов, имеющих место при параллельной и раздельной работе с энергосистемой. Основными требованиями к такому программному обеспечению являются учет индивидуальных особенностей отдельных турбогенераторов, их систем возбуждения и регулирования скорости, синхронной и асинхронной двигательной нагрузки, динамических характеристик комплексной нагрузки и других особенностей. В связи с этим необходимо разработать алгоритм расчета переходных процессов для системы электроснабжения любой сложности, позволяющий учитывать особенности промышленных элект-

рических станций, сетей и нагрузки в разных эксплуатационных режимах.

Такая работа проделана на кафедре ЭПП МГТУ, за основу взят алгоритм расчета переходных процессов методом последовательных интервалов [1] в сочетании с расчетом промежуточного установившегося режима на каждом шаге интегрирования по методу последовательного эквивалентирования.

Представление генераторов в расчетных схемах

Традиционно при исследовании переходных режимов, сопровождающихся значительными изменениями параметров, генераторы вводятся в расчетную схему переходными э.д.с. за переходными сопротивлениями или сверхпереходными э.д.с. за сверхпереходными сопротивлениями и углом нагрузки. Однако при протекании длительного электромеханического процесса эти параметры претерпевают значительные изменения, что приводит к необходимости их коррекции в соответствии с техническими характеристиками, данными наладки, а также особенностями исследуемого режима в данной сети.

Так, при исследовании режимов необходимо учитывать:

1. Тип возбудителя генератора, который определяет скорость изменения вынужденной э.д.с. E_{qe} и величину постоянной времени T_e (для электромашинного возбудителя принимается равной 0,3 с, а для тиристорного равной 0,01-0,02 с).

2. Закон регулирования тока возбуждения синхронного генератора, который определяет характер изменения E_{qe} в зависимости от параметров режима. При отсутствии автоматического регулирования возбуждения и форсировки возбуж-

дения ЭДС E_{qe} считаем неизменной, при работе форсировки с заданной кратностью k_ϕ имеем при росте тока возбуждения:

$$E_{qe(n)} = k_\phi E_{qe(0)} - (k_\phi E_{qe(0)} - E_{qe(m)}) e^{-\frac{(n-m)\Delta t}{T_c}}$$

Здесь m - интервал, на котором включается (отключается) форсировка; T_c - постоянная времени возбудителя, с. Работа АРВ учитывается сходным образом.

3. Технические характеристики регуляторов скорости генератора, которые определяются постоянной времени сервомотора T_s и величиной коэффициента статизма активной мощности по частоте.

При расчете методом последовательных интервалов изменение мощности, обусловленное действием регулятора, может быть определено:

$$\Delta P_{P(n)} = \frac{P_H \Delta \delta_{(n)}}{\sigma T_S 360 f_0} \left[1 + \frac{\Delta \delta_{(n)}}{\Delta t \omega_0} \right] - \frac{\Delta t}{T_S} P_{P(n-1)} \frac{1 + \frac{\Delta \delta_{(n)}}{\Delta t \omega_0}}{1 + \frac{\Delta \delta_{(n-1)}}{\Delta t \omega_0}},$$

где P_H - номер интервала, P_H - номинальная мощность турбины, $\Delta \delta_{(n)}$ - изменение угла ротора на данном интервале, σ - коэффициент неравномерности, T_S - постоянная времени сервомотора, f_0 - частота сети, Δt - временной интервал.

4. Степень нечувствительности регулятора скорости, которая определяет быстроту и точность действия системы регулирования скорости турбины.

5. Действие паровых объемов на механический момент на валу турбины при значительных сбросах нагрузки [2]. Для его учета предлагается воспользоваться уравнением, которое для турбины без промежуточного перегрева пара выглядит следующим образом:

$$\frac{dp}{dt} = \frac{\mu}{T_\mu} - \frac{\rho}{T_\rho},$$

где T_ρ - постоянная времени парового объема; T_μ - постоянная времени регулятора скорости; $\rho = \frac{\Delta p}{p_0}$ - относительное изменение давления в паровом объеме; $\mu = \frac{\Delta z}{z_{max}}$ - относительное перемещение регулирующего клапана.

Решая это уравнение в конечных приращениях и считая, что приращение мощности за счет регулятора $P_{per(n)}$ линейно зависит от перемещения регулирующего клапана, получим:

$$\Delta P_{\rho(n)} = \frac{P_{per(n)}}{T_\mu P_{T0}} - \frac{P_{\rho(n-1)}}{T_\rho} \Delta t,$$

$$P_{\rho(n)} = P_{\rho(n-1)} + \Delta P_{\rho(n)},$$

где P_{T0} - мощность, развиваемая турбиной в начальный момент времени.

Общая избыточная мощность в переходном процессе несколько увеличится, что приведет к увеличению угла и активной мощности, и определится как:

$$\Delta P_{(n)} = \Delta P_{(n-1)} + P_{\rho(n)}.$$

6. Характер электромагнитных моментов на валу генератора, претерпевающих значительные изменения в зависимости от условий протекания переходного процесса, в особенности асинхронного хода, который наблюдается в наиболее тяжелых режимах.

К данным электромагнитным моментам относятся моменты, причиной которых являются следующие активные мощности:

- синхронная мощность, которая при асинхронном ходе носит знакопеременный характер и ее среднее значение близко к нулю, в силу чего данная мощность не создает значительного тормозного момента на валу;
- знакопеременная мощность, протекающая в первые моменты нарушения режима;
- активная мощность, обусловленная потерями в статоре и создающая тормозной момент;
- активная мощность, обусловленная потерями в роторе, так же создающая тормозной момент;
- асинхронная мощность, величина которой зависит от условий протекания режима и может изменяться в широких пределах.

Следует отметить, что в асинхронных режимах очень часто величина асинхронной мощности является определяющей. Именно эта мощность создает тормозной момент, способствующий втягиванию генераторов в синхронизм.

При параллельной работе собственной электростанции с энергосистемой генераторы, выпадая из синхронизма, начинают вырабатывать асинхронную мощность, обусловленную проворотами относительно вектора напряжения системы, поскольку поток от нее в основном определяет величину напряжения на шинах генераторов. Таким образом, асинхронная мощность определяется скольжением ротора относительно электромагнитного поля статора, вращающегося со скоростью, соответствующей частоте в энергосистеме.

В момент выхода на отдельную работу собственной электростанции асинхронные мощности генераторов будут определяться частотой энергосистемы, к которой она была подключена, поскольку в результате аварии связь нарушена. Генераторы же в выделившемся узле, в общем случае, имеют соизмеримые мощности и, следовательно, в равной мере определяют потокораспределение в автономно работающем участке сети. Если выход на отдельную работу произошел в результате ликвидации короткого замыкания, то за время существования короткого замыкания роторы генераторов получили некоторое ускорение и

на отдельную работу, в общем случае, вышли с разными скоростями. Следовательно, каждый генератор относительно других будет вырабатывать некоторую асинхронную мощность, знак которой определяется соотношением скоростей рассматриваемой пары генераторов, а величина в большей степени зависит от потока мощности, текущего от генератора, относительно которого определяется скольжение. Это потокораспределение и соответствующее ему напряжение на шинах исследуемого генератора может быть определено с использованием метода наложения при проведении последовательных расчетов, в которых поочередно находится во включенном состоянии каждый из генераторов. Результатом вычислений является ряд асинхронных мощностей, которые в совокупности на валу генераторов создают тормозной или ускоряющий момент, способствующий втягиванию генераторов в синхронизм друг относительно друга при новой частоте узла, величина которой определяется избытком или недостатком активной мощности. Следует отметить, что исход переходного процесса во многом определяется положением точки короткого замыкания относительно генераторов узла.

Учет приведенных особенностей расчета позволяет наиболее корректно определять параметры переходных режимов, имеющих место при коротких замыканиях с последующим их отключением при параллельной с энергосистемой работе или отделении от нее, а также оценивать динамическую устойчивость генераторов собственных электростанций промышленных предприятий.

Особенности представления синхронной нагрузки

Одной из особенностей промышленных электрических сетей является значительная доля синхронной нагрузки, причем мощности одиночных электроприемников могут быть соизмеримы с мощностями генераторов собственных электростанций. Следовательно, в ряде случаев возникает необходимость представления в расчетной схеме таких двигателей не в составе комплексной нагрузки, а индивидуальными электроприемниками с учетом их технических особенностей.

В общем случае, к таким особенностям могут быть отнесены:

- тип возбудителя;
- закон регулирования возбуждения или его отсутствие;
- характер момента сопротивления на валу двигателя;
- особенности режима работы приводного механизма в соответствии с технологическим процессом.

Так, особенностью расчета режима отдельной работы является то, что синхронные двигатели задаются не переходными э.д.с. за переходными сопротивлениями, а потоками активной и реактив-

ной мощности, полученными из следующих формул:

$$P = \frac{E' \cdot U}{x_d} \cdot \sin \delta^*,$$

$$Q = \left(\frac{E' \cdot U}{x_d} \cdot \cos \delta^* \right) - \frac{U^2}{x_d},$$

где δ^* - угол между переходной э.д.с. и напряжением.

Индивидуальное представление синхронных двигателей позволяет значительно более корректно оценить динамическую устойчивость в узлах с собственными электростанциями за счет учета взаимного влияния генераторов и двигателей, так как последние зачастую оказывают решающее влияние на устойчивость генераторов, что обусловлено во многом использованием тиристорных возбудителей. Кроме того, ток короткого замыкания в узлах с синхронными двигателями содержит значительную составляющую, обусловленную подпиткой от них. Представление двигателей отдельными машинами в этом случае позволяет точно учесть затухание тока подпитки к моменту отключения короткого замыкания в соответствии с техническими особенностями двигателей и механизмов и их электрической удаленностью от точки короткого замыкания. При выходе на отдельную работу после короткого замыкания восстановление синхронной работы также во многом зависит от крупных синхронных двигателей, которые в таком режиме потребляют асинхронную мощность, выдаваемую каждым из генераторов отделившегося узла в связи с тем, что во время существования короткого замыкания происходит увеличение скорости генераторов и торможение двигателей.

Особенности представления асинхронной нагрузки

Несмотря на меньшие в сравнении с синхронными двигателями одиночные мощности, асинхронные двигатели высокого напряжения являются одним из наиболее распространенных видов электроприемников и их суммарная мощность велика. При анализе режимов короткого замыкания также более корректным следует считать представление асинхронных двигателей самостоятельными электроприемниками при учете индивидуальных особенностей приводного механизма, а именно характера статического момента и технологических особенностей.

Уравнение движения в данном случае решается следующим образом.

Первоначально определяется статический момент на валу (о.е.):

$$M_{ст} = M_{нач} + (1 - M_{нач}) \cdot (k_f (1 - s_{(n-1)}))^p,$$

где $k_f = \frac{f}{f_{ном}}$.

Полученный момент корректируется по величине скорости на интервале, после чего определяется мощность на валу:

$$P_{\text{мех}(n)} = M_{\text{ст}} \cdot P_{\text{мех}0} \cdot \frac{n_{(n-1)}}{n_0}$$

$$\Delta P_{(n)} = P_{(n)} - P_{\text{мех}(n)}$$

Приращение скольжения на интервале определяется:

$$\Delta s_{(n)} = \Delta P_{(n)} \cdot \frac{\Delta t}{T_j} \quad \text{и} \quad s_{(n)} = s_{(n-1)} + \Delta s_n$$

Это позволяет выявить поведение двигателей в зависимости от места возникновения короткого замыкания, поскольку от этого сильно зависит величина подпитки точки короткого замыкания от каждого из двигателей и условия опрокидывания двигателей. Учет подпитки точки короткого замыкания, в свою очередь, позволяет более точно выявить условия нарушения устойчивости.

Анализ процесса самозапуска двигателей также требует индивидуального рассмотрения каждой из машин.

Рассмотрим, каким образом, влияют способы представления машин переменного тока на ход и результаты расчета переходных режимов систем электроснабжения.

Характеристика объекта исследования

Роль крупной сетевой организации, отвечающей за электроснабжение Магнитогорского промышленного узла (МПУ), выполняет ОАО «Магнитогорский металлургический комбинат». Суммарная мощность всех потребителей составляет 860 МВт, из которых собственными электростанциями покрывается: ТЭЦ-330 МВт, ЦЭС-205 МВт, паровоздуховной электростанцией (ПВЭС-1,2)-100 МВт, паросиловым цехом (ПСЦ)-15 МВт. Самой крупной электростанцией МПУ является ТЭЦ, главная электрическая схема

которой является комбинированной и содержит неблочную (ТГ-2,3) и блочную части (ТГ-1,4,5,6), а также соизмеримый с ТЭЦ узел ЦЭС-ПВЭС, особенностью которого является выдача электроэнергии на различных уровнях напряжения от 3 до 10 кВ с большим разбросом номинальных мощностей от 4 до 40 МВт.

Собственные нужды станции питаются от семи трансформаторов напряжением 10/3 кВ и содержат в своем составе ряд асинхронных двигателей топливоподачи, газозвушного тракта, обслуживания электрофильтров, перекачки конденсата, деаэрации, подогрева питательной воды.

Рассмотрим переходные режимы при коротких замыканиях в схеме ТЭЦ [3].

Влияние учета отдельных факторов на характер переходных режимов

При рассмотрении вопросов динамической устойчивости генераторов и двигательной нагрузки одними из наиболее важных факторов являются следующие.

1. Закон регулирования. Расчет при отключенном и введенном АРВ пропорционального действия представлен на рис. 1, 2, из которых видно, что угол отклонения при наличии АРВ составляет 126° и носит затухающий характер, а при его отсутствии соответственно 143° и наблюдается медленное раскачивание. На промышленных электростанциях иногда практикуется с целью увеличения активной мощности снижение выдачи реактивной при выведенном АРВ, что отрицательно сказывается на динамической устойчивости.

2. Влияние асинхронной мощности на предельное время отключения короткого замыкания. В одном и том же режиме наблюдается увеличение предельного времени отключения с 0,3 с до 0,6 с, что является положительным аспектом для проектов реконструкции устройств релейной защиты и автоматики и позволяет снизить капи-

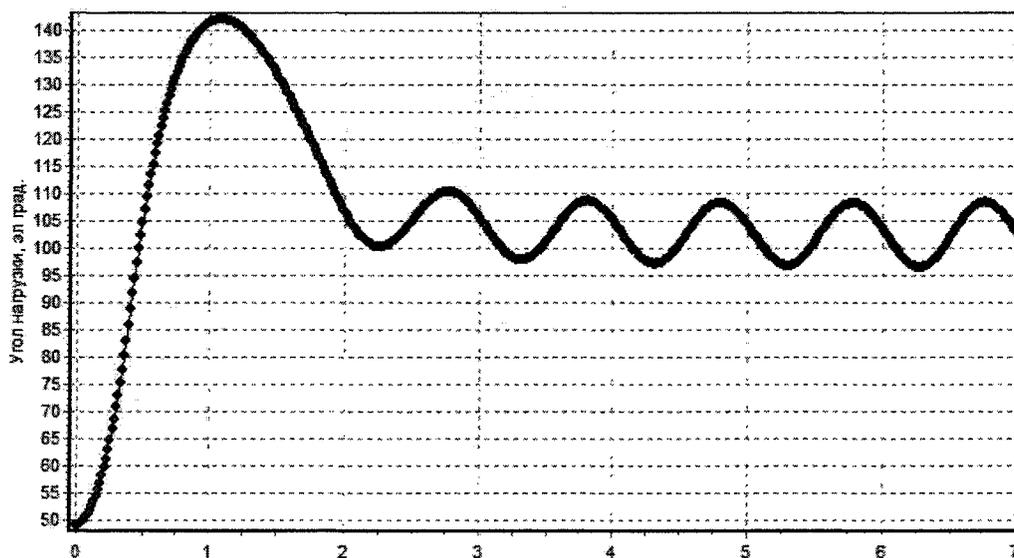


Рис. 1. Изменение угла ротора на валу генератора при отсутствии АРВ при времени отключения короткого замыкания 0,4 с на шинах 110 кВ ТЭЦ на примере ТГ-6

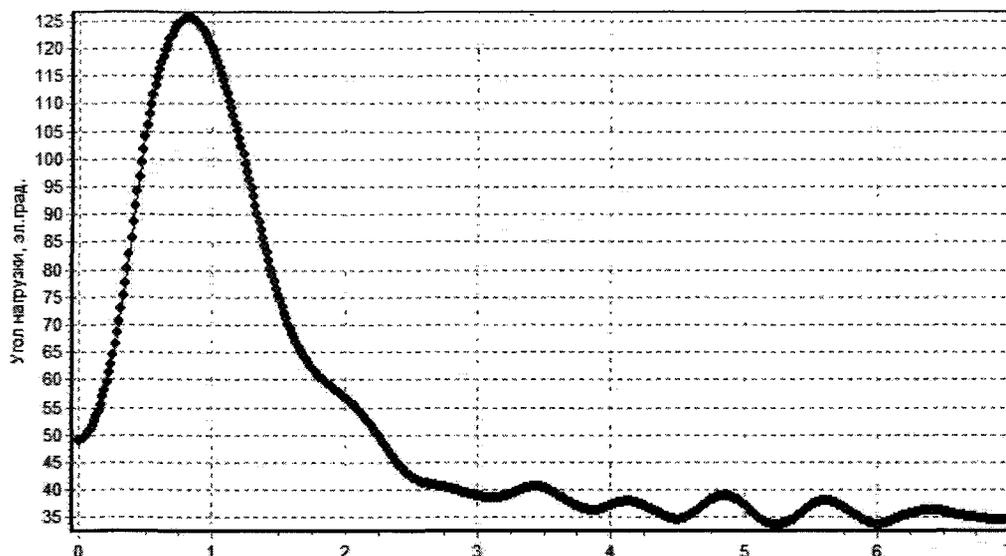


Рис. 2. Изменение угла ротора генератора с АРВ пропорционального действия при времени отключения короткого замыкания 0,4 с на шинах 110 кВ ТЭЦ на примере ТГ-6

тальные затраты и его себестоимость в целом.

3. Учет влияния паровых объемов между регулирующим клапаном и первым рядом лопаток турбины на переходный процесс при коротких замыканиях.

Пример расчета показан на рис. 3, 4. Из зависимостей изменения собственных углов во времени видно, что учет паровых объемов дает увеличение общей избыточной мощности, приводит к увеличению скорости ротора и в целом дает худшие показатели динамической устойчивости, не повлияв при этом на предельное время отключения короткого замыкания (ТГ-4 ПВЭС - 138° без учета паровых объемов (рис. 3) и 140° с учетом паровых объемов (рис. 4)).

При расчете токов короткого замыкания важ-

но учитывать подпитку не только синхронными, но и асинхронными двигателями. Рассмотрим влияние этого параметра на примере трехфазного короткого замыкания на секции собственных нужд ТЭЦ 3 кВ при времени отключения 0,5 с. Величина периодической составляющей в начальный момент времени составляет $I_{кз} = 14,12$ кА. В случае пренебрежения подпиткой $I_{кз} = 7,5$ кА, что может привести к ошибочному выбору электрооборудования и выходу его из строя. При этом остаточные напряжения будут ниже, что связано с учетом динамических характеристик комплексной нагрузки [4], которые позволяют описать поведение системы электроснабжения промышленного предприятия более реальной картиной происходящего

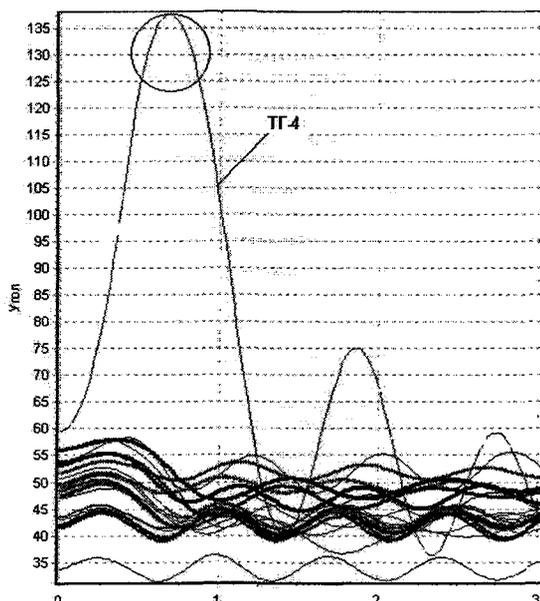


Рис. 3. Собственные углы генераторов МПУ без учета паровых объемов

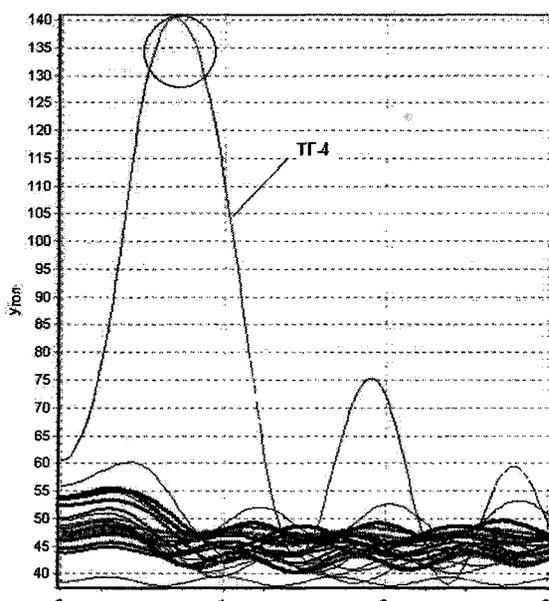


Рис. 4. Собственные углы генераторов МПУ с учетом паровых объемов

процесса и сделать более корректную оценку. Влияние на устойчивость двигательной нагрузки выражается в увеличении расчетного времени самозапуска при учете подпитки.

Вывод. Разработанное программное обеспечение позволяет учесть особенности систем электроснабжения промышленного предприятия с собственными электростанциями и адекватно оценить устойчивость ее работы в аварийных и послеаварийных режимах с учетом вероятного выхода на раздельную работу.

Предложенные способы представления генераторов, синхронной и асинхронной двигательной нагрузки могут быть использованы в расчетах переходных режимов электрических сетей промышленных предприятий любой сложности, с любым количеством источников электроэнергии независимо от отрасли промышленности.

Литература

1. Игуменцев, В.А. *Расчет установившегося режима системы электроснабжения промышленного предприятия методом последовательного эквивалентирования* / В.А. Игуменцев, И.А. Сапа-

матов, Ю.Л. Коваленко // *Электричество*. - 1986. - №8. - С. 7-12.

2. Кириллов, ИИ. *Регулирование паровых и газовых турбин* / И.И. Кириллов. - М.-Л.: Госэнергоиздат, 1952. - 428 с.

3. *Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2007611306. Программа «Расчет и оптимизация установившихся и переходных эксплуатационных режимов параллельной и раздельной работы с энергосистемой и режимов замыкания на землю с оценкой влияния на электрооборудование в системах электроснабжения промышленных предприятий»* / В.А. Игуменцев, В.В. Зиновьев, А.В. Малафеев, О.В. Буланова // *Оф. бюл. «Программы для ЭВМ, базы данных, ТИМС»* - М.: ФИПС, 2007. - № 2.

4. Ротанова, Ю.Н. *Исследование динамической устойчивости систем электроснабжения промышленных предприятий на примере ОАО «ММК» при трехфазных коротких замыканиях с учетом динамических характеристик нагрузки* / Ю.Н. Ротанова // *Сб. докл. Междунар. науч.-техн. конф. «Энергетика и энергоэффективные технологии» / ЛГТУ. - Липецк, 2007. - С. 44-50.*

Заславец Борис Иванович в 1966 г. окончил Свердловский горный институт, в 1973 г. защитил диссертацию на тему: «Исследование надежности и оптимизация электроснабжения глубоких железорудных карьеров». Заслуженный работник высшей школы Российской Федерации, заведующий кафедрой электроснабжения промышленных предприятий МГТУ, профессор.

Игуменцев Валентин Алексеевич окончил Уральский политехнический институт им. С.М. Кирова, в 1976 г. защитил диссертацию на тему: «Расчет и анализ оптимальных режимов электроснабжения крупных промышленных предприятий». Доцент кафедры электроснабжения промышленных предприятий.

Малафеев Алексей Вячеславович в 1995 г. окончил Магнитогорскую государственную горно-металлургическую академию, в 2004 г. защитил диссертацию на тему: «Оптимизация эксплуатационных режимов систем электроснабжения промышленных предприятий с собственными источниками электроэнергии». Доцент кафедры электроснабжения промышленных предприятий МГТУ.

Буланова Ольга Викторовна в 2002 г. окончила Магнитогорский государственный технический университет, в 2007 г. защитила диссертацию на тему: «Управление режимами промышленных электростанций при выходе на раздельную работу». Старший преподаватель кафедры электроснабжения промышленных предприятий МГТУ.

Ротанова Юлия Николаевна в 2004 г. окончила Магнитогорский государственный технический университет, аспирант заочной формы обучения, старший преподаватель кафедры электроснабжения промышленных предприятий.