

РАСЧЕТ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПОТОКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В СЕТИ ПО ДАННЫМ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ КОМПЛЕКСОВ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ОСНОВЕ ОЦЕНИВАНИЯ СОСТОЯНИЯ

А.В. Кюснер, А.В. Паздерин, Т.Ю. Паниковская, Е.А. Плесняев

Введение. Концепция реформирования электроэнергетики предполагает, что по мере совершенствования методов коммерческого управления все большее значение будут приобретать энергетические показатели, адекватно отображающие режимы работы электростанций, сетевых предприятий и потребителей. Основной товарной единицей, за которую будут производиться финансовые расчеты на конкурентных оптовом и розничном рынках, станет электроэнергия (ЭЭ). На оптовом, а, возможно, в дальнейшем и на розничном рынке ЭЭ, максимум мощности исчезнет из числа коммерческих характеристик и перестанет быть величиной, за которую производится оплата. При этом временной интервал, на котором необходимо будет учитывать отпущенную и потребленную ЭЭ сократится с одного месяца до нескольких минут. Тарифы на ЭЭ будут дифференцированы в суточном разрезе времени сначала на оптовом, а затем и на розничном рынке ЭЭ.

АСКУЭ, охватывающие в настоящее время локальные объекты электрической сети, с течением времени станут более глобальными, будут контролировать распределение потоков ЭЭ практически во всей сети на минутных интервалах. Создание в электроэнергетике новой информационно-измерительной системы для целей повышения уровня коммерческих взаимоотношений участников рынка выдвигает новые требования к информационно-программному обеспечению этих систем. Актуальной становится задача анализа распределения потоков ЭЭ в сети на основе измерительной информации по учтенным потокам ЭЭ. К числу технологических задач, которые будут решаться на новой информационной базе, можно отнести:

- оперативный расчет фактических и допустимых (не)балансов ЭЭ для различных фрагментов электрической сети в соответствии со структурным делением ЭЭС;
- оперативный расчет технических потерь ЭЭ, выявление участков сети с повышенными потерями;
- оценка метрологических характеристик систем учета ЭЭ, включая измерительные комплексы и каналы передачи информации;
- оперативная оценка достоверности учета ЭЭ и выявление измерительных комплексов учета ЭЭ дающих заведомо ложные показания или обладающих повышенной погрешностью;
- оперативный расчет финансовых потоков для спотового и балансирующего рынков.

Решение указанных задач возможно при наличии адекватной математической модели, описывающей процесс распределения потоков энергии в электрической сети. По аналогии с задачей расчета установившегося режима (УР) в пространстве мощностей, имеющей название "расчет потокораспределения", задачу расчета потоков энергии можно охарактеризовать как "расчет энергораспределения".

Задача распределения потоков ЭЭ в сети. Модель энергораспределения должна быть ориентирована на получение распределения потоков ЭЭ на реальном графе электрической сети. Информационной основой для определения расчетных значений потоков ЭЭ будут данные об учтенных объемах ЭЭ от систем учета за рассматриваемый временной интервал. Измерительные комплексы, учитывающие реверсивные потоки ЭЭ, должны иметь два направления (прием и отдача). Модель энергораспределения обеспечивает балансы электроэнергии для всех участков электрической сети, т.е. ба-

лансы ЭЭ строго соблюдаются для секций, шин, подстанций и отдельных фрагментов электрической сети. Если для измеренных потоков ЭЭ балансы могут не выполняться ввиду наличия измерительных погрешностей, то расчетные потоки ЭЭ обеспечивают соблюдение балансов. Другими словами, в расчетной модели энергораспределения отсутствуют небалансы ЭЭ, все потери ЭЭ в расчетной модели являются чисто техническими. Расчетные значения потоков ЭЭ и потерь необходимо детерминировать. По возможности они должны быть близки к своим измеренным аналогам.

Расчетные оценки будут ближе к истинным, так как измеренным величинам присущи погрешности. При этом важна оценка вероятной погрешности расчетных потоков ЭЭ. Различие между измеренными и расчетными потоками ЭЭ характеризует качество систем учета ЭЭ и их погрешности. Коммерческие потери ЭЭ для фрагмента электрической сети необходимо локализовать на участках сети.

В связи с изменениями в топологии сети на длительных интервалах времени необходимо учитывать отключенное состояние отдельных элементов на дискретных интервалах времени. В задаче энергораспределения расчет потоков ЭЭ должен выполняться на всех участках сети, даже при отсутствии на них измерительных комплексов.

Вышеописанная постановка задачи энергораспределения весьма близка к хорошо проработанной для электроэнергетики задаче расчета УР ЭЭС по данным телеизмерений, получившей название оценивания состояния [1]. Для задачи ОС общепризнанным критерием, заложенным в основу ее решения, является минимизация взвешенной суммы квадратов ошибок измерений.

В качестве целевой функции задачи ЭР целесообразно использовать функцию следующего вида:

$$F = \sum_{i=1}^K a_i \left(\frac{W_i^{ИЗМ} - W_i^{РАС}(X)}{W_i^{ИЗМ*}} \right)^2 \rightarrow \min, \quad (1)$$

где $W_i^{ИЗМ}$ – измеренный i -м измерительным комплексом объем ЭЭ, а $W_i^{РАС}(X)$ – расчетный объем ЭЭ в соответствующей точке сети. При выходе i -го измерения за границы диапазона, в пределах которого уже не обеспечивается нормативная точность измерения ЭЭ, значение $W_i^{ИЗМ*}$ из (1) должно фиксироваться на нарушенной границе.

Весовые коэффициенты a_i в (1) должны учитывать относительную степень точности i -го измерительного комплекса электроэнергии (ИКЭ). Теория оценивания состояния определяет, что значения a_i должны быть обратно пропорциональны дисперсии ошибок измерения σ^2 [1]. Последние связаны с предельными значениями ошибок измерений $\delta_{ПР}$ через коэффициент κ , который обычно находится в диапазоне $\sqrt{3} \dots 3$ в зависимости от закона распределения вероятности случайной составляющей погрешности и вероятности попадания фактической ошибки измерения в диапазон $\pm \delta_{ПР}$ (доверительная вероятность принимается 0,95)

$$\delta_{ПР} = \kappa \cdot \sigma. \quad (2)$$

Предельное значение относительной погрешности i -го ИКЭ δ_i^w вычисляют по методике РД 34.11.225-90 согласно формуле

$$\delta_i^w = \pm 1,1 \sqrt{\delta_i^2 + \delta_U^2 + \delta_{co}^2 + \delta_{Л}^2 + \delta_{\theta}^2 + \delta_{оп}^2 + \sum_{j=1}^l \delta_j^2}, \quad (3)$$

δ_i – токовая погрешность ТТ, % по ГОСТ 7746-89;

δ_U – погрешность напряжения ТН, % по ГОСТ1983-59;

δ_{CO} – основная погрешность счетчика, %;

δ_L – погрешность из-за потери напряжения в линии присоединения счетчика к ТН, %;

δ_θ – погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика за счет угловых погрешностей ТТ и ТН, %;

δ_{OH} – погрешность определения разности показаний счетчика, %;

δ_j – дополнительная погрешность счетчика от j -ой влияющей величины, %.

Формулой (3) обычно пользуются на стадии проектирования энергообъекта и в метрологических исследованиях. В практике эксплуатации энергосистем относительную погрешность ИКЭ определяют по упрощенной формуле, содержащей только четыре первых члена в подкоренном выражении (3).

$$\delta_i^W = \pm 1,1 \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_{CO}^2 + \delta_L^2}. \quad (4)$$

Данная погрешность используется при расчете значения допустимого небаланса ЭЭ согласно [3]. С учетом вида функции (1) все весовые коэффициенты a_i могут быть умножены на постоянный коэффициент k из (2). При этом численные значения весовых коэффициентов можно принять равными подкоренному выражению (4)

$$a_i = 1 / (\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_{OC}^2 + \delta_L^2). \quad (5)$$

Такая оценка весовых коэффициентов для измеренных потоков ЭЭ является априорной и учитывает только классы точности составляющих ИКЭ.

При неавтоматизированном способе снятия показаний с приборов учета ЭЭ имеется динамическая погрешность учета, связанная с неодновременностью измерений. Динамическую погрешность учета ЭЭ δ_T при допущении о примерно равномерной нагрузке присоединений в течение контролируемого промежутка времени T можно оценить как

$$\delta_T = (\Delta T / T) 100\% \quad , \quad (6)$$

где ΔT – максимальное время неодновременности снятия показаний с приборов учета ЭЭ. Составляющая δ_T также может вводиться в состав (4) и (5).

При нарушении нормативных условий эксплуатации ИКЭ происходит занижение выходных измеряемых величин и погрешность измерения становится отрицательной. Длительные режимы работы ИКЭ в ненормативных условиях приводят к появлению систематических отрицательных погрешностей измерений. При этом необходимо так модернизировать целевую функцию (1), чтобы учесть большую вероятность появления отрицательных погрешностей учета ЭЭ по сравнению с положительными погрешностями. Наиболее просто такую коррекцию весового коэффициента для i -го измерения можно произвести на основе выражения

$$a_i = \frac{1}{(\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_{OC}^2 + \delta_L^2 + \delta_T^2) \cdot k_s}, \quad (7)$$

где k_s – поправочный весовой коэффициент.

В ситуации, когда остаток оценивания для i -го ИКЭ

$$\delta_i^{PAC} = \left(\frac{W_i^{ИЗМ} - W_i^{PAC}(X)}{W_i^{ИЗМ}} \right) \cdot 100\% \quad (8)$$

по абсолютной величине укладывается в диапазон допустимой погрешности ИКЭ $\pm \delta_i^W$, определяемой в соответствии с (4), оснований для коррекции весового коэффициента a_i нет. Если $\delta_i^{PAC} < -\delta_i^W$ имеет место отрицательная погрешность учета, попра-

вочный коэффициент k_s в (7) должен быть больше 1,0. Этим обеспечивается уменьшение весового коэффициента a_i и ослабляется доверие к данному измерению. При положительной погрешности учета $\delta_i^{PAC} > +\delta_i^W$ поправочный коэффициент должен быть меньше единицы. Тем самым усиливается степень доверия, а расчетная погрешность ИКЭ будет приближаться к своей верхней допустимой границе.

Зависимость $W_i^{PAC}(X)$ определяет уравнения состояния для моделирования процесса энергораспределения. Вектор X включает в себя описание топологии электрической сети и параметры ее схемы замещения, а также режим работы ЭЭС, определяемый измеренными значениями потоков ЭЭ. Для формирования модели энергораспределения $W_i^{PAC}(X)$ удобно произвести переход от значений энергии к значениям мощности. Допустим, что средства учета ЭЭ за промежуток времени T произвели измерения объемов активной и реактивной электроэнергии $W_p^{ИЗМ}$ и $W_q^{ИЗМ}$. На основании этих значений легко получить усредненные значения активной и реактивной мощности $P_{CP}^{ИЗМ}$ и $Q_{CP}^{ИЗМ}$ за время T , соответствующие показаниям приборов учета ЭЭ,

$$P_{CP}^{ИЗМ} = W_p^{ИЗМ} / T, \quad Q_{CP}^{ИЗМ} = W_q^{ИЗМ} / T. \quad (9)$$

Значение расчетного промежутка T является масштабным коэффициентом, связывающим потоки энергии с усредненными потоками мощности. При осуществлении перехода к усредненным значениям мощностей задача энергораспределения из координат потоков ЭЭ переводится в привычные координаты – потоки мощности.

При этом очень заманчиво задачу энергораспределения свести к задаче потоко-распределения средних мощностей. Используя богатый научный и практический материал в области решения задачи ОС [1], на основании $P_{CP}^{ИЗМ}$ и $Q_{CP}^{ИЗМ}$ можно получить соответствующие им расчетные оценки P_{CP}^{PAC} и Q_{CP}^{PAC} . Далее, используя обратное по отношению к (9) преобразование от средних мощностей, можно перейти к значениям энергии

$$W_p^{PAC} = P_{CP}^{PAC} \cdot T, \quad W_q^{PAC} = Q_{CP}^{PAC} \cdot T. \quad (10)$$

Таким образом, на основании измеренных потоков ЭЭ $W_p^{ИЗМ}$ и $W_q^{ИЗМ}$ можно получить соответствующие им расчетные оценки W_p^{PAC} и W_q^{PAC} .

Основу уравнений состояния при ОС в классической постановке обычно образуют уравнения узловых напряжений [1], которые следуют из закона Ома и первого закона Кирхгофа. Не сложно показать, что для введенных понятий средних мощностей использование закона Ома и второго закона Кирхгофа является неправомерным.

Пусть имеется простейшая электрическая сеть с чисто активным сопротивлением $R = 1 \text{ Ом}$ и напряжением на передающем конце $U_1 = 100 \text{ В}$. По сети передается в первый час работы мощность $P_1^{(1)} = 100 \text{ Вт}$, во второй – $P_1^{(2)} = 500 \text{ Вт}$. Потери мощности

$\Delta P = \frac{P^2}{U^2} R$ для этих часов составляет $\Delta P^{(1)} = 1 \text{ Вт}$, $\Delta P^{(2)} = 25 \text{ Вт}$. Мощности и на-

пряжения на приемном конце сети для этих часов будут $P_2^{(1)} = 99 \text{ Вт}$; $P_2^{(2)} = 475 \text{ Вт}$;

$U_2^{(1)} = 99 \text{ В}$, $U_2^{(2)} = 95 \text{ В}$. Усредненные значения составят:

$$U_1^{(1,2)} = 100 \text{ В}; P_1^{(1,2)} = 300 \text{ Вт}; \Delta P^{(1,2)} = 13 \text{ Вт}; P_2^{(1,2)} = 287 \text{ Вт}; U_2^{(1,2)} = 97 \text{ В}.$$

Если моделирование режима энергораспределения для рассматриваемого примера произвести на основе традиционных законов электротехники, то можно получить следующие результаты:

$$U_1^{(3)} = 100B; P_1^{(3)} = 300Bm; \Delta P^{(3)} = 9Bm; P_2^{(3)} = 291Bm; U_2^{(3)} = 97B.$$

Простейший анализ позволяет сделать следующие выводы:

1. Применение первого закона Кирхгофа является правомерным для описания режимов энергораспределения. Применительно к потокам ЭЭ более корректным является термин баланса входящих и выходящих потоков электроэнергии;

2. Применение закона Джоуля-Ленца для моделирования потерь ЭЭ в рамках введенных понятий усредненного режима мощностей не является правомерным. В рассмотренном примере для фактической модели усредненные по времени потери мощности, которые фактически моделируют потери ЭЭ, составили $\Delta P^{(1,2)} = 13Bm$, а по традиционной электрической модели $\Delta P^{(3)} = 9Bm$. Различие потерь мощности для режима усредненных мощностей от потерь, полученных на основе законов электротехники, объясняется хорошо известным фактом, что квадрат суммы не равен сумме квадратов. Поэтому потери энергии ΔW должны быть связаны с потерями мощности в усредненном режиме ΔP_{CP} не только численным значением расчетного промежутка времени T , используемым в (9, 10), но и коэффициентом формы k_ϕ , характеризующим неравномерность токовой загрузки элемента в течение рассматриваемого временного промежутка

$$\Delta W = \Delta P_{CP} \cdot T \cdot k_\phi^2; \quad (11)$$

3. Использование закона Ома для моделирования процессов энергораспределения на основе модели усредненных мощностей является также неправомерным. В этом легко убедиться на основании приведенного примера для усредненных мощностей. Значение тока на головном участке составит $I^{(1,2)} = \frac{P_1^{(1,2)}}{U_1^{(1,2)}} = 300Bm/100B = 3A$. Падение напряжения на сопротивлении составит $\Delta U^{(1,2)} = I \cdot R = 3B$ и напряжение на принимающем конце $U_2^{(1,2)} = 97B$. Падение напряжения с принимающего конца 2,959B, так как ток $I_2 = P_2^{(1,2)} / U_2^{(1,2)} = 287/97 = 2,959A$. То есть вычисление падений напряжения на сопротивлении с разных сторон ветви на основании значений усредненных мощностей приводит к разным результатам;

4. Использование второго закона Кирхгофа для моделирования процессов энергораспределения в рамках усредненных мощностей также не является правомерным. Это связано с отмеченной в предыдущем пункте неоднозначностью в определении падения напряжений на основании усредненных мощностей.

Таким образом, использование для модели энергораспределения традиционных уравнений УР в форме баланса мощности неправомерно. В модели энергораспределения все расчетные значения усредненных мощностей должны быть связаны с расчетными оценками энергии через постоянный масштабный множитель, равный расчетному промежутку времени T . Это же условие должно соблюдаться и для расчетных (технических) потерь мощности и энергии. Расчетная модель задачи энергораспределения должна учитывать отличие в расчете потерь мощности и потерь энергии в соответствии с (11).

Традиционная модель расчета УР не может адекватно описывать режимы распределения потоков ЭЭ в пространстве усредненных в соответствии с (9) мощностей ввиду ее нелинейности и необходимости учитывать отклонения режимных параметров от средних. Более того, можно отметить, что погрешность моделирования режимов распределения потоков ЭЭ на основе использования традиционной модели потокораспределения связана именно с учетом потерь. Другими словами, модель энергораспре-

деления будет неадекватной с погрешностью до потерь, причем только какой-то небольшой доли этих потерь. Многочисленные расчеты показывают, что погрешность такого моделирования не превосходит 2-3%. При незначительных изменениях режима в разрезе времени подобная погрешность составляет десятые доли процента.

Кратко изложенная теория для достоверизации энергораспределения в сложной электрической сети была положена в основу программного комплекса «Баланс», позволяющего производить расчеты в схемах размерностью до 600 узлов и 2500 точек учета электроэнергии [2]. В основе используемого метода лежит минимизация функции (1) при наличии ограничений типа равенств на расчетные потоки ЭЭ, соответствующие условиям узловых балансов ЭЭ.

Пример использования методики расчета распределения ЭЭ в сети. На рисунке представлены схема простейшей тестовой электрической сети и результаты расчетов по программе «Баланс». Рядом с условными изображениями трансформаторов тока указаны в МВт·ч показания счетчиков электроэнергии (числитель) и их расчетные аналоги (знаменатель), полученные на основе описанной выше математической модели.

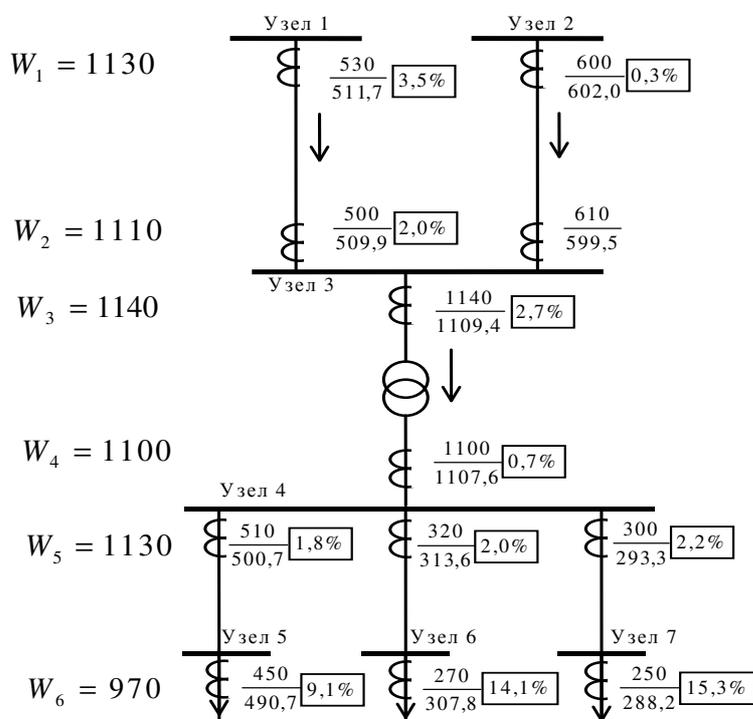


Рис. Результаты расчетов на тестовой электрической схеме.

Система измерения рассматриваемого фрагмента сети обладает высокой степенью избыточности. Суммарное поступление энергии в сеть по счетчикам W_1 составило 1130 МВт·ч, а потребителям отпущен объем электроэнергии $W_6 = 970$ МВт·ч. Расчетные аналоги этих показаний, соответственно, равны 1113,65 и 1086,78 МВт·ч. При этом общие потери энергии по счетчикам электроэнергии равны $W_1 - W_6 = 160,0$ МВт·ч, а технические потери, полученные на основании расчетной модели, составляют 26,9 МВт·ч. Разница между общими и техническими потерями составляют коммерческие потери 133,1 МВт·ч, что соответствует 11,78% от поступающей в сеть энергии. На основании расчетов данные коммерческие потери распределяются между потребителями как разность между расчетными и измеренными значениями потребления. В узле 5 коммерческие потери составляют 40,75, в узле 6 – равны 37,84, а в узле 7, соответ-

венно, 38,2 МВт·ч. При этом в сумме они образуют 116,79 МВт·ч. Оставшаяся часть коммерческих потерь относится к питающим узлам. Так, в первом узле разность между измеренной по счетчикам величиной составляет 18,3, а во втором равна – 2,0 МВт·ч. Таким образом, общие коммерческие потери распределяются между всеми питающими и потребительскими узлами. С правой стороны от показаний в прямоугольниках выделены расчетные погрешности δ_w каждой из точек учета. Наибольшую погрешность 15,3% имеет учет потребления в узле 7. Данные расчеты проведены при одинаковых весовых коэффициентах a_i из (4) для всех 12 точек учета. В реальных условиях весовые коэффициенты a_i должны быть обратно пропорциональны дисперсии ошибки измерения расхода ЭЭ. При некоторых допущениях эту дисперсию можно принять равной подкоренному выражению из (5). Весовые коэффициенты, определяющие меру доверия для различных точек учета, будут тем больше, чем выше классы точности устройств, задействованных для измерения расхода ЭЭ.

Расчеты по программе «Баланс» проводились на основе месячных показаний счетчиков ЭЭ для нескольких предприятий электрических сетей и электрических станций. Проведенные расчеты как правило показали наличие больших коммерческих потерь электроэнергии для энергоснабжающих организаций даже в сети высокого напряжения. Для некоторых схем коммерческие потери существенно превосходили технические и доходили до 10% от поступающей в сеть энергии.

На уровнях высокого и сверхвысокого напряжений описанная методика применима, главным образом, для достоверизации обменных потоков энергии на уровне ФОРЭМ, уточнения балансов энергии в отдельных энергосистемах и определения систематических погрешностей конкретных точек учета. Естественно, что хищения ЭЭ производятся на уровне низкого напряжения вплоть до уровня 0,4 кВ. Для локализации точек такого учета расчетная схема должна заканчиваться узлами, в которых установлены счетчики коммерческого учета ЭЭ. Число счетчиков коммерческого учета электроэнергии с учетом бытовых потребителей в схеме энергосистемы может достигать десятков тысяч, подготовка исходных данных и анализ результатов расчетов при этом практически невыполнимы. В этой связи целесообразно организовать проведение подобных расчетов и формирование расчетных схем в соответствии со структурой административного деления энергосистемы.

Другие применения методики. Описанная методика применима не только для выделения коммерческих потерь ЭЭ и их локализации в схеме электрической сети, но и для диагностики метрологического состояния системы учета ЭЭ на основе сравнения расчетной δ_i^{PAC} из (8) и допустимой δ_i^w из (4) погрешностей ИКЭ как коммерческого, так и технического учета. Появление большой погрешности для конкретной точки учета свидетельствует о неисправности системы учета и необходимости организовать ее детальное обследование с поверкой измерительных трансформаторов и счетчика ЭЭ.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Оценивание** состояния в электроэнергетике / А.З.Гамм, Л.Н.Герасимов, И.И.Голуб и др. / Под ред. Ю.Н.Руденко. – М.: Наука, 1983. – 320 с.
2. **Паздерин А.В.** Повышение достоверности показаний счетчиков электроэнергии расчетным способом // *Электричество*, 1997. – № 12. – С.30-34.
3. **Типовая** инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. РД 34.09.101-94. – М.: СПО ОРГРЭС, 1995. – 42 с.

Об авторах.

Кюсснер Андрей Владимирович, 1978 г.р. Окончил УГТУ-УПИ в 2001 г. Работал в службе РЗА ОП "Энергокомплекс" АО "Тюменьэнерго", с 2002 г. – аспирант кафедры «Автоматизированные электрические системы» УГТУ-УПИ. Область научных интересов – анализ и нормирование потерь в электрических сетях.

Паздерин Андрей Владимирович, 1960 г.р. В 1982 г. окончил Уральский политехнический институт. Защитил кандидатскую диссертацию в 1987 г. в УПИ. В настоящее время является доцентом кафедры "Автоматизированные электрические системы" УГТУ-УПИ. Заслуженный работник РАО ЕЭС. Область научных интересов – достоверизация данных учета электрической энергии. Опубликовано около 70 работ.

Плесняев Евгений Анатольевич, 1977 г.р. Выпускник кафедры "Автоматизированные электрические системы" УГТУ-УПИ 1999 г. В настоящее время – старший преподаватель той же кафедры. Область научных интересов – модели распределения потоков электроэнергии в электрической сети.