

Рис. 2. Зависимости $K_{ГП(Т)}$, $K_{Г(Т)}$; $T_{онт} \leq T \leq T_{доп}$, $T_{рац} := T$, при $C_{ji} = \min C_{ji}$

Опыт моделирования процессов ТОЛ позволяет утверждать, что отсутствие системного подхода к решению рассматриваемых задач значительно (иногда в несколько раз) изменяет результаты моделирования. Так, среднее время исправной работы с учетом всего комплекса перечисленных факторов хорошо согласуется с опытными данными и почти в четыре раза меньше времени, определенного без учета системного подхода.

Модели позволили определить требования к значению достоверности систем контроля диагностической аппаратуры. Показано, что уменьшение

достоверности правильной индикации об отказах приводит к увеличению наблюдаемого времени пребывания объекта контроля в исправном состоянии. При абсолютной достоверности контроля ($D=1$) это время равно действительному времени нахождения объекта в исправном состоянии.

В работе [5] показано, что значения $\pi_i(T)$, $\omega_i(T)$ и $\nu_i(T)$ зависят от времени выполнения аварийного ремонта t_a , проверки параметра на соответствие техническим требованиям t_p , поиска неисправности t_s и регулировки t_r , являющихся функциями квалификации и состава обслуживающих бригад, периодичности обслуживания T , соотношения $\lambda_{02}/\lambda_{01}$, достоверности индикации об отказах D , влияния условий эксплуатации K_n , $t^\circ C$, учета интенсивности отказов при ТО ЛТО, Поэтому зависимости K_G , $K_{ГП} = \phi\{T(t_a, t_p, t_s, t_r, D, \lambda_{01}/\lambda_{01}, \lambda_{то}, K_n, t^\circ C)\}$ характеризуют закономерность изменения комплексных параметров надежности, учитывающих многофакторное воздействие на исследуемый объект, и позволяют перейти к определению среднего времени пребывания локомотива в исправном состоянии с позиции оценки влияния этих воздействий.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Горский А.В., Воробьев А.А. Оптимизация системы ремонта локомотивов – М.: Транспорт, 1994. – 210 с.
2. Бусленко Н.П. Моделирование сложных систем. – М.: Наука, 1978. – 399 с.
3. Стрельников В.Т., Исаев И.П. Комплексное управление качеством технического обслуживания и ремонта электровозов. – М.: Транспорт, 1980. – 208 с.
4. Дружинин Г.В. Надежность автоматизированных систем. – М.: Энергия, 1977. – 536 с.
5. Герцбах Н.Б. Модели профилактики. – М.: Советское радио, 1969. – 216 с.
6. ГОСТ 27.002-89. Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения.

УДК 621.311.004.13(075.8)

ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА РЕЖИМОВ ЭЭС В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЫНКА РОССИИ

А.Г. Русина, Ю.М. Сидоркин

Новосибирский государственный технический университет

E-mail: nasta_ru@ngs.ru

Режим станций и электрических сетей влияют на тарифы электроэнергии оптового и региональных рынков. В работе рассматриваются требования к алгоритмам адресного распределения потоков мощности в системе, которые позволяют определить цены продажи товара в генераторных узлах и цены покупки в нагрузочных.

В настоящее время идет процесс реструктуризации энергетики, и разрабатываются методические материалы и программные продукты, необходимые для функционирования конкурентного рынка электроэнергии и мощности. Многие задачи связаны с тарифами на покупку и продажу энергетической продукции. В их числе задачи определения стоимости электроэнергии и мощности в электрических системах при адресном распределении.

Современные условия выдвигают новые требования к принципам и методам решения режимных

задач. Новыми являются задачи адресного расчета потоков и потерь мощности в системе и оценка их стоимости. Задачи такого вида достаточно разнообразны, но их можно разделить на три группы.

1. Оптимальное распределение активной мощности в энергосистеме с адресной оценкой стоимости потоков и потерь мощности во всех ее элементах (узлах и ветвях).
2. Адресное распределение потерь мощности и электроэнергии с оценкой их стоимости для сетевого предприятия.

3. Перспективная задача составления баланса мощности с заблаговременностью 5–20 лет и адресном распределении потерь мощности и электроэнергии между составляющими баланса.

Все названные задачи решаются на основе расчета режима системы. Эта задача является традиционной. Однако новые условия требуют развития методов и алгоритмов ее решения. По-новому необходимо решать вопросы инженерного, математического и информационного моделирования системы. Основными являются два вопроса. Необходимо модифицировать алгоритм расчета нормального режима в направлении адресности мощностей и потерь. Эта задача изложена в [1]. Второй вопрос это моделирование системы, которому и посвящена данная работа. На электроэнергетическом рынке произошло дробление большой электроэнергетической системы России на локальные системы. Хозяйственные структуры предприятий создали свои границы в системе. Это упрощает модели и методы управления. Понижилась размерность, уменьшилось число ограничений, появилась возможность использования более простых методов оптимизации (линейных, эвристических). Для управления энергетическими балансами модель должна быть в таком виде, который позволяет производить расчеты нормального режима электрической системы с определением физических и стоимостных потоков по ее ветвям и оценкой параметров по узлам. Авторами получены определенные предложения, которые частично излагаются в данной статье.

Структурная модель. Цель структурной модели это создание обоснованной схемы для расчета электроэнергетической системы. Она включает те элементы, которые должны быть учтены при оптимизации ее поведения и учитывает технологические и хозяйственные особенности взаимодействующих энергетических предприятий. В структурной модели по другим принципам определяются границы, внутренние характеристики узлов и внешние связи объектов. При моделировании необходимо учитывать коммерческие особенности взаимоотношений предприятий:

Структурная модель всегда представляется эквивалентной схемой замещения. Наиболее распространенными принципами эквивалентирования являются: электрическое и энергетическое, при котором определяются концентрированные узлы генерации (агрегатов, станций, систем) и их агрегированная характеристика. Особым является коммерческое эквивалентирование, когда система представляется в виде зон коммерческого взаимодействия, в которых имеются концентрированные узлы нагрузок, генерации и параметров схемы замещения. Зоны взаимодействия зависят от состава продавцов и покупателей электроэнергии, типа рынка, цен на продажу и покупку электроэнергии и мощности, принципов учета потерь на транспорт в ценах на продажу и покупку электроэнергии и др. Следовательно, правильное конструирование рас-

четной схемы системы производится не только с учетом обычных принципов эквивалентирования электрических сетей, но с учетом требований и ограничений коммерческого содержания.

Схема должна быть пригодной для решения следующих задач.

- Адресного распределения потоков мощности и оценки их стоимости.
- Адресного распределения потерь мощности и определения их цены по зонам электроснабжения, отдельным узлам, сети в целом и сети предприятий электрических сетей (ПЭС).
- Определения цен (затрат) на продажу и покупку электроэнергии в заданных узла системы.
- Определения сетевых тарифов по конкретной зоне для классов напряжения узлов нагрузки.
- Определения потерь от обменных и транзитных потоков мощности в линиях связи между определенными зонами.
- Разделения потерь электроэнергии от потребления активной и реактивной мощности и др.

Статистическое эквивалентирование параметров схемы замещения. Особым является вопрос определения активных и реактивных сопротивлений по эквивалентным узлам. Один из возможных путей заключается в определении эквивалентных активных сопротивлений по статистической характеристике потерь электроэнергии или мощности, которая строится по отчетной информации. Отчетная информация часто является не достоверной и она включает технические и коммерческие потери. Учет этих составляющих производится экспертно при определении цены. Поэтому целесообразно получать характеристику потерь мощности вида $\Delta P(P)$ на основе активного эксперимента, а затем определить характеристику эквивалентного активного сопротивления вида $R(P)$. При этом можно учесть вероятностные свойства исходной информации, влияющей на величину потерь. Аналогично можно определять и реактивные сопротивления. Характеристика $R(P)$ отражает в среднем за рассматриваемый период влияние изменчивости режимов.

Преобразование энергетических характеристик. Характеристики станций, энергосистем, объединений могут представляться в различных координатах, определяемых критерием оптимизации. Вид (форма) характеристики может значительно различаться. А это определяет их электрический эквивалент в схеме замещения. Например, преобразование характеристики тепловой станции осуществляется в последовательности: расход условного топлива $V_{ут}$ → расход натурального топлива $V_{нт}$ → подведенная мощность $P_{подв.}$ → потери подведенной мощности $\Delta P_{подв.}$ → издержки на топливо $I_{топл.}$ → общие издержки I → цена энергии $Ц_{э}$ → цена потерь энергии $Ц_{\Delta э}$ → активное сопротивление в виде электрического эквивалента цены $R_{эК}$. В различных задачах используются разные характеристики. Преобразование их в характеристику $R_{эК}$ дается в [2].

Особенности представления характеристики затрат. Если характеристика представляется в виде затрат или цен, то возникает вопрос о том, на какой вид энергетического товара. Потребители в различной степени используют различные товары и услуги и при адресной оценке стоимости необходимо это учитывать. Мощность и выработка электроэнергии обладают параметрическими свойствами и общие затраты необходимо распределять с учетом параметрических свойств. Параметрические свойства проявляются для часовых, суточных и месячных периодов. Следовательно, характеристики стоимости должны включать вид товара и при этом появляется не одна, а много характеристик станций, и электрический эквивалент меняет свои параметры. Это же означает, что для максимального режима характеристики стоимости одни, для минимального – другие. Характеристики стоимости обычно ступенчатые. Отметим, что уже сейчас стоимость максимальной мощности и электроэнергии дифференцированы, а в ряде систем введены зонные тарифы, когда стоимости зависят от суточного режима потребления в дневные и ночные часы.

Критерии оптимизации в энергетических режимах задач. Математическая модель в значительной степени определяется критерием оптимизации. В энергетических задачах используются различные критерии оптимизации. Могут быть технические, экономические и рыночные критерии управления объектом. Для этого требуется различная информация и различные методы оптимизации.

На рис. 1 представлена схема, включающая те элементы, которые должны быть отражены в электрической схеме системы с использованием алгоритма адресного расчета нормального режима.

Модели оптимизации режимов энергосистемы. Все задачи оптимизации режимов можно свести к двум видам.

Первая задача. При оптимизации режимов учитываются в достаточно полном виде энергетические и электрические свойства системы. Станции заданы нелинейными энергетическими характеристиками, электрическая сеть представляется в достаточно полном виде схемой замещения, учитываются ограничения. Критерием оптимизации является либо расход условного топлива, либо издержки на топливо. Такая задача в полной мере относится к внутренней деятельности энергетических предприятий и при совместной работе в системе нескольких предприятий. Это традиционная задача нелинейного программирования, которая хорошо исследована и которая может быть решена по адресному алгоритму расчета нормального режима [3].

Вторая задача. Учитываются достаточно полно хозяйственные связи предприятий системы и упрощенно ее электрические и энергетические свойства. Предприятия задают возможные объемы поставок, цены на продукт и его транспорт. Связи между продуктом и ценами представляются, ступенчатыми или постоянными величинами. Учитываются ограничения. Критерием оптимизации могут быть цены или прибыль. Необходимо найти оптимальное решение. В такой постановке это типичная транспортная задача линейного программирования. Здесь не учитываются нелинейные связи между ценой и объемом электроэнергии или величиной мощности. Это снижает эффективность, но соответствует торгово-денежным отношениям на рынке. Чем больше в процессе оптимизации меняются объемы поставок, тем больше снижается эффект. Имеется множество модификаций этой задачи, что учитывается ограничениями.

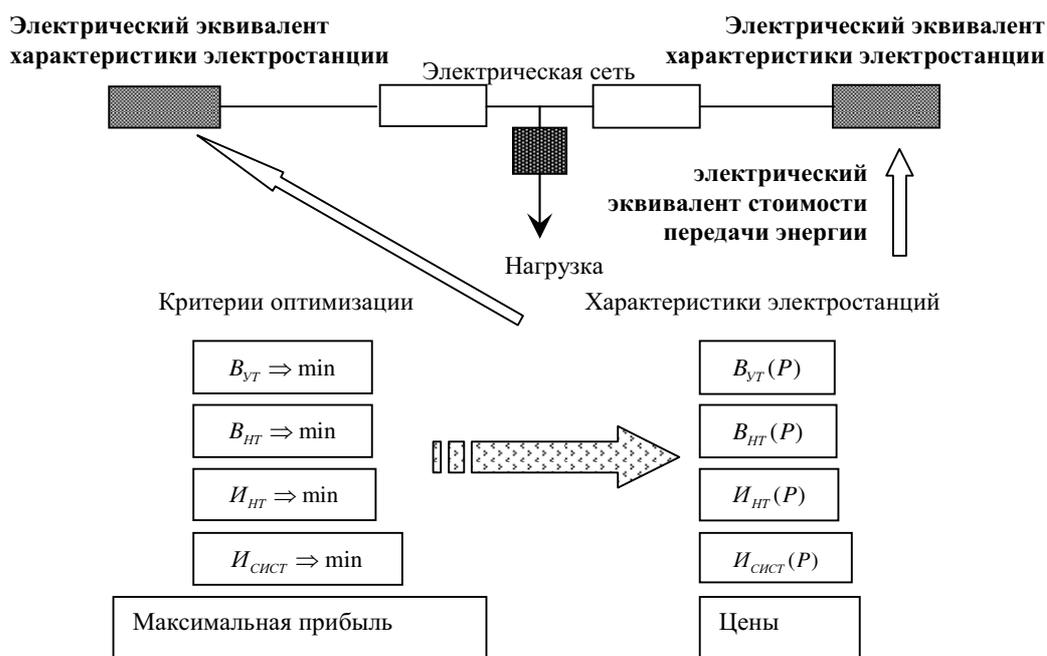


Рис. 1. Структурная модель системы, ее критерии и характеристики

Таблица 1. Математические модели оптимизации режимов системы

Уравнения математической модели	Задача 1 – Нелинейная модель оптимизации	Задача 2 – Линейная модель оптимизации
Уравнение цели (для задачи оптимизации по активной мощности)	$I_{\text{ЭЭС}}(P_{zi}) \Rightarrow \min$	$I_{\text{ЭЭС}}(P_{zi}) = \sum_{i=1}^m \sum_{k=1}^n P_{zik} I_{zik} \Rightarrow \min$ $I_k = I_{zijk}$
Уравнения связи	$I_{zi}(P_{zi})$	$I_{zi}(P_{zi}), I_{\text{ПЭС}}(P_{zi})$
Уравнения ограничений	$P_{zi \min} \leq P_{zi} \leq P_{zi \max}$ $P_{\text{ЛЭП}j \min} \leq P_{\text{ЛЭП}j} \leq P_{\text{ЛЭП}j \max}$ $P_{\text{ЭЭС}} = \sum_i P_{zi} + \sum_j P_{\text{ЛЭП}j}$	$P_{zi \min} \leq P_{zi} \leq P_{zi \max}$ $P_{\text{ЛЭП}j \min} \leq P_{\text{ЛЭП}j} \leq P_{\text{ЛЭП}j \max}$ $P_{\text{ЭЭС}} = \sum_i P_{zi} + \sum_j P_{\text{ЛЭП}j}$
Метод оптимизации	Методы нелинейного программирования: метод неопределенных множителей Лагранжа, градиентный метод	Метод линейного программирования для транспортной задачи

Названные задачи могут решаться отдельно или в совокупности. При совместном решении обычно используется иерархическая схема. Задачи первого вида решаются при построении эквивалентных энергетических характеристик станций и систем, которые потом преобразуются в ценовые характеристики, после чего решается задача второго вида.

При решении первой задачи методами нелинейного программирования основные трудности возникали в связи с высокой размерностью (число переменных доходило до 100), нелинейностью целевой функции и необходимостью учета ограничений в виде неравенств. Во второй задаче, с использованием метода линейного программирования, они пропадают. Число переменных может достигать до 5000, можно учитывать любые ограничения в виде равенств и неравенств. Однако переход от задачи в нелинейной постановке к линейной связан с потерей точности решения. Математические модели задач, приведены в табл. 1.

Сравнительные оценки различных методов оптимизации режимов системы. Для оценки эффективности применения различных методов оптимизации были выполнены расчеты по тестовой схеме (рис. 2). Сравнение производилось по абсолютным и удельным стоимостным оценкам активной мощности узлов. Рассматривались 5 моделей оптимизации, которые являются наиболее характерными для коммерческой деятельности систем с учетом преобразования характеристик станций в $R_{\text{ЭК}}$. За базовый принимался результат, полученный по модели 1, в которой наиболее полно учитываются энергетические и электрические свойства системы и применяется расчет нормального режима системы в адресной постановке [3]. Использовался критерий $I_{\text{системы}} \Rightarrow \min$.

Модель 1 (рис. 2, а) это принятая тестовая схема, представленная единым электрическим целым. Оптимизации режима проводилась по стандартной программе на основе градиентного метода.

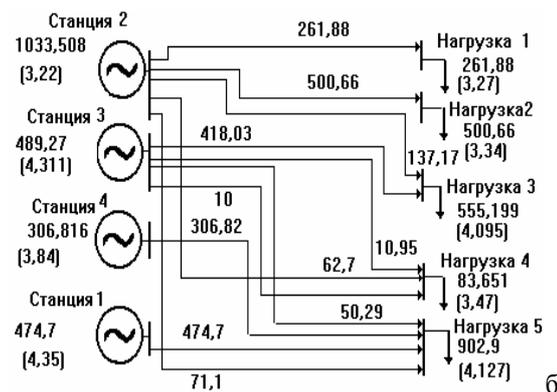
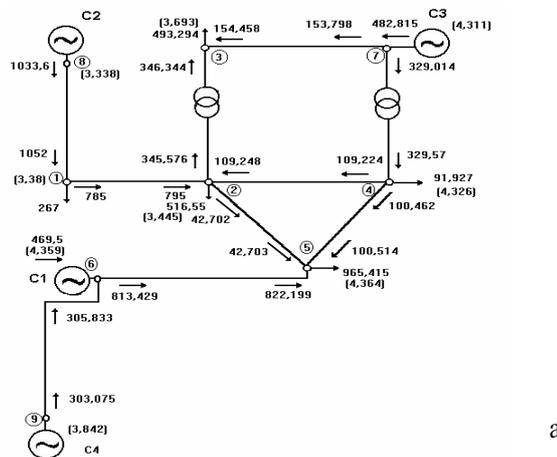


Рис. 2. Схемы расчетов режима

В моделях 2 потери в сети определены в среднем и распределены пропорционально мощностям станций. Издержки на возмещение потерь мощности учтены в характеристиках станций. Это позволяет отказаться от расчета сети при распределении нагрузки потребителей между станциями. Такая задача традиционно решается с использованием метода множителей Лагранжа.

В модели 3 осуществлялось разнесение суммарных потерь мощности в электрической сети пропорционально мощности нагрузок потребителей, а стоимость потерь определялась по средней цене мощности в системе. Такая методика часто используется в реальных энергосистемах.

В модели 4 стоимостные оценки для потребителей были получены по транспортной модели. На рис. 2, б, приведен пример разделения нагрузки между станциями по данной модели.

В модели 5 режим рассчитан с учетом случайного изменения нагрузок в узлах по нормальному закону. Оптимизация осуществлялась по алгоритму модели 1.

Издержки системы в узлах нагрузок, полученные по различным моделям, представлены в табл. 2. Анализ показывает, что для различных нагрузок отклонения удельных стоимостей разные, что связано с удаленностью нагрузок от источников питания. Максимальное отклонение удельной стоимости от результатов, полученных по модели 1, составило 18,5 %, минимальное – 0,22 %. Для большинства нагрузок при исследуемых моделях значения отклонений стоимостных оценок положительны, т.е. потребитель переплачивает энергосистеме, оплачивая товар, которого не потребляет. При некоторых моделях часть потребителей недоплачивает за продукцию.

Таблица 2. Отклонение удельных стоимостей мощности в узлах нагрузок, %

Нагрузка	Номер модели				P, МВт
	2	3	4	5	
1	8	10	2	-1	80
2	-1	-0,3	9	-4	150
3	6	7	3	2	136
4	19	13	7	7	21
5	-9	-9	-3	0,2	221
Среднее	9	8	4	3	

Большое влияние на результаты расчетов оказывают исходные энергетические характеристики станций. Выполненные расчеты для пяти вариантов характеристик по модели 1 (рис. 3), показывает значительные отклонения удельных стоимостей. Наибольшее значение отклонения удельной стоимости составило 6,5 отн. ед. к мощности нагрузки в данный час и отклонения приходились на 20 ч суточного графика (максимум нагрузки).

На основании проведенного анализа можно дать следующие рекомендации по использованию рассмотренных моделей. Применяющиеся при планировании режимов модели 2 и 3 не учитывают уда-

ленность потребителей от мест получения питания. Эти модели могут применяться в том случае, если заранее известны сетевые тарифы и стоимость (цена) мощности станции, неизменная на некотором промежутке времени. Здесь снижение точности наибольшее и достигает 18 %. Транспортная модель 4 имеет меньшую погрешность и может быть использована как на уровне долгосрочного, так и на уровне краткосрочного планирования стоимостных параметров режима, поскольку в этих случаях достаточно получить оценки для ограниченного количества эквивалентных узлов. В настоящее время рассматривается вариант взаимоотношений на рынке, когда станции и сетевые предприятия заявляют о своих ценах и объемах поставок. В этом случае расчет сети не требуется и линейные модели могут найти широкое применение. Надо учесть, что они алгоритмически значительно проще, чем нелинейные модели. Однако снижение точности расчетов может доходить до 7 %. В модели 5 учитывается вероятностная природа информации. Результаты, полученные по модели 1, при детерминированной информации имеют погрешности примерно 5 % по отношению к вероятностной. На основании проведенного анализа можно сделать вывод относительно необходимости более точного учета адресности распределения мощности и потерь мощности, что учитывается в модели 1.

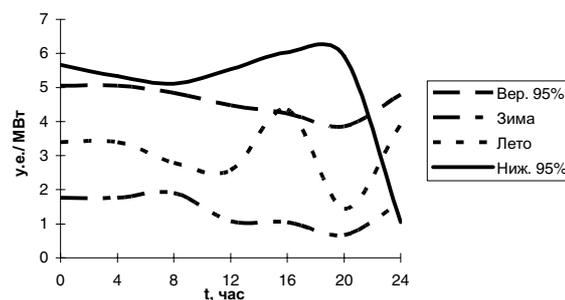


Рис. 3. Отклонение удельных стоимостей системы при различных характеристиках станций

Выводы. Алгоритмическая структура решения задач адресного распределения потоков и потерь мощности и определение их стоимости имеет особенности, которые появились в связи с функционированием энергетических предприятий на электроэнергетическом рынке. Изменились структурные модели объектов, вид и формы представления исходной информации, критерии оптимизации и математические модели. Это выдвигает задачу развития и модификации имеющихся моделей и методов оптимизации режимов системы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Русина А.Г. Определение стоимости потоков и потерь мощности и энергии в сетевом предприятии оптового электроэнергетического рынка // Электроэнергия и будущее цивилизации: Матер. докл. Междунар. научно-техн. конф. – Томск, 2004. – С. 170–173.
2. Русина Н.О. Моделирование энергетических и экономических параметров электроэнергетических систем с помощью электрического эквивалента // Сборник научных трудов НГТУ. – 1995. – № 2. – С. 101–111.
3. Русина А.Г. Задачи адресного распределения потоков и потерь электроэнергии и методы их решения // Энергосистема: управление, качество, конкуренция: Сб. докл. II Всерос. научно-техн. конф. – Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ–УПИ, 2004. – № 12 (42). – С. 210–214.