

ОПТИМИЗАЦИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Галина Федотова, Николай Воропай

ИСЭМ СО РАН, Иркутск, Россия

e-mail: fedotova@isem.sei.irk.ru, voropai@isem.sei.irk.ru

АННОТАЦИЯ

Предлагается подход к решению задачи обеспечения надежности снабжения потребителей электроэнергией при функционировании электроэнергетических систем в условиях рыночной экономики.

ВВЕДЕНИЕ

Исторически развитие электроэнергетики России осуществлялось путем поэтапного объединения и организации параллельной работы региональных электроэнергетических систем, создания объединенных энергосистем (ОЭС) и Единой энергосистемы (ЕЭС). ЕЭС бывшего Советского Союза обеспечивала высокую степень координации производства, транспорта и потребления электроэнергии, эффективную работу отрасли в целом и высокий уровень надежности электроснабжения потребителей. Эффективность параллельной работы электроэнергетических систем (ЭЭС) в составе ЕЭС до начала реформирования электроэнергетики оценивалась экономией 10-15 млн. кВт установленной мощности за счет совмещения графиков нагрузки и аварийной взаимопомощи систем и 12-14 млн. тонн условного топлива в год. Существовала иерархическая система управления надежностью, характерная для так называемой индустриальной модели организации электроэнергетики. Отношения между производителями и потребителями электроэнергии строились на нормативном подходе, требующем выполнения обязательств, инструкций и указаний, независимо от необходимых для этого затрат, поскольку за все платило государство. В конце прошлого столетия стали очевидны недостатки индустриальной модели электроэнергетики, возникла необходимость реформирования отрасли, связанного с переходом к рыночной модели.

На фоне либерализации отношений между объектами производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии в условиях рыночной экономики происходит распределение обязанностей по обеспечению надежности между субъектами рынка. При переходе к рынку отношения между производителями и между производителями и потребителями электроэнергии коренным образом меняются. Между производителями электроэнергии возникает конкуренция по сбыту электроэнергии, появляются противоречия между субъектами рынка, приводящие к утяжелению режимов работы электроэнергетических систем и усложнению процесса управления ими. Возникают проблемы, связанные с взаимопомощью ЭЭС в критических ситуациях. Отношения между производителями и потребителями электроэнергии строятся на договорной основе и финансовых взаиморасчетах. Все эти процессы в целом негативно влияют на надежность, поэтому решению проблем, снижающих надежность в современных условиях, должно уделяться особое внимание.

В России с переходом электроэнергетики к рыночным отношениям состоялась смена форм собственности, потребовавшая структурной перестройки системы управления отраслью. Главная задача в этих условиях – не допустить снижения уровня надежности, достигнутого при централизованном управлении, и адаптировать его к запросам каждого потребителя. Для этого нужна новая система управления надежностью, основанная на сочетании нормативных подходов и экономических механизмов.

ИСХОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Предложенная в настоящей статье методика оптимизации надежности электроснабжения потребителей основана на комбинации нормативного и рыночного подходов и следующих исходных положениях.

Надежность – свойство объекта выполнять заданные функции в заданном объеме при определенных условиях функционирования [1]. В качестве объекта рассматривается объединение электроэнергетических систем, заданных функций – снабжение потребителей электроэнергией в необходимых количествах с требуемой надежностью.

Системная надежность – свойство электроэнергетической системы сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность системы выполнять заданные функции.

Надежность электроснабжения потребителей – это свойство электроэнергетической системы, в составе которой работает система электроснабжения, обеспечивать без ограничений поставку заявленной потребителями в соответствии с договорными обязательствами электрической энергии (мощности) при соблюдении установленных техническими регламентами качественных и количественных показателей надежности функционирования ЭЭС и показателей качества электрической энергии [2].

Надежность электроснабжения потребителей определяется уровнем системной надежности и складывается из надежности электроснабжения питающих узлов, обеспечиваемой системными средствами (структурой системы, резервами мощности, запасами энергоресурсов и пропускных способностей связей, средствами управления и т.д.), и надежности систем электроснабжения. В условиях рынка надежность электроснабжения является товаром, имеющим свою цену и реализуемым через рыночные услуги, обеспечивается всеми субъектами рынка в зонах ответственности за надежность при их технологическом и экономическом взаимодействии [3]. Системный оператор (СО) играет главную роль в управлении и координации вопросов надежности в рыночной среде. Задачей системного оператора является обеспечение системной надежности, т.е. создание таких условий функционирования и управления ЭЭС, при которых путем технологического взаимодействия генерирующих установок, электрических сетей и электроустановок потребителей осуществляется производство, передача, распределение и потребление электрической энергии в соответствии с договорными условиями между субъектами управления и участниками рынка. Системный оператор несет ответственность за надежность электроснабжения узлов основной электрической сети, от которых осуществляется снабжение электрической энергией питающих узлов. Ответственность за надежность систем электроснабжения и электроснабжения потребителей в целом несут электроснабжающие компании (ЭК), которые обеспечивают поставку электрической энергии (мощности) потребителям в заявленном объеме в соответствии с графиком потребления и договорами электроснабжения при выполнении потребителями всех технических и финансовых обязательств. Такое разделение ответственности дает возможность

решать задачу обеспечения надежности электроснабжения потребителей поэтапно, сначала на системном уровне для питающих узлов, затем на уровне питающих узлов для отдельных потребителей.

ПОСТАНОВКА И МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ЗАДАЧИ

Предлагается подход к решению задачи обеспечения надежности электроснабжения потребителей применительно к объединенной электроэнергетической системе (ОЭС) со слабыми электрическими связями при годовом планировании режимов ЭЭС в условиях реформирования отрасли и перехода к рынку. В виду большой размерности и сложности задачи ОЭС представляется расчетной схемой. Каждый узел расчетной схемы включает места присоединения к электрической сети генерирующих компаний (ГК) и питающих узлов, к которым подключены потребители. Предполагается, что генерирующие компании и потребители электроэнергии заблаговременно заключают договора на подключение своего оборудования к сети для передачи и получения электроэнергии. Заявки на подключение к сети поступают к СО. Системный оператор совместно с сетевыми компаниями утверждает точки поставки электроэнергии от генерирующих компаний к питающим узлам, от которых осуществляется электроснабжение потребителей. На основе прогноза нагрузок на предстоящий год и полученной от генерирующих и сетевых компаний информации о располагаемых мощностях электростанций, структурах генерирующих мощностей, схемах электрических сетей и пропускных способностях связей между узлами расчетной схемы решается следующая задача. Пусть энергообъединение представлено расчетной схемой, по узлам которой разнесены генерирующие компании и питающие узлы, подключенные к сети рынка. Расчетным периодом времени является год, разделенный на дискретные интервалы времени равной длительности. В каждом узле расчетной схемы известны:

- состав работающего генерирующего оборудования и его изменения во времени, связанные с вводом новых мощностей и выводом действующего оборудования из эксплуатации на реконструкцию (модернизацию) или по другим причинам;
- характеристики оборудования (единичная мощность, аварийность);
- суммарная располагаемая мощность генерации узла и входящих в него генерирующих компаний на каждом интервале времени;
- суммарная нагрузка потребителей в питающих узлах на каждом интервале времени;
- годовой объем плановых ремонтов генерирующего оборудования.

Для каждой связи между узлами расчетной схемы заданы пропускные способности.

В этих исходных условиях необходимо обеспечить максимально возможный уровень надежности электроснабжения потребителей, подключенных к сети, по энергообъединению в целом с учетом: нормативных требований к уровню надежности электроснабжения питающих узлов, от которых осуществляется снабжение потребителей электроэнергией; баланса мощности в узлах расчетной схемы и ограничений на его составляющие; пропускных способностей связей между узлами расчетной схемы.

При годовом планировании режимов ЭЭС, когда известны располагаемые мощности электростанций и нагрузки потребителей и, тем самым, определена величина полного резерва мощности, главным средством обеспечения надежности является рациональное его

использование. Известно, что часть резерва предназначена для компенсации потери мощности, вызванной отказами оборудования электростанций, и для покрытия случайного и непредвиденного роста нагрузки – **оперативный резерв мощности**. Другая часть резерва предназначена для компенсации снижения мощности, обусловленного выводом оборудования в плановый ремонт, – **ремонтный резерв мощности**. Путем оптимального по критерию надежности деления полного резерва мощности между этими частями можно решить сформулированную выше задачу.

Уровень надежности предлагается оценивать показателем обеспеченности электроэнергией потребителей, интегрально учитывающим частоту, продолжительность и глубину отказов в системе. Использование этого показателя оправдано большой заблаговременностью (год) и масштабами расчетного объекта (энергообъединение), где в качестве потребителей выступают крупные нагрузочные узлы, надежность электроснабжения которых целесообразно оценивать комплексным показателем. Выбранный показатель имеет простой физический смысл и является достаточно чувствительным к различным возмущениям, приводящим к снижению надежности (аварийное снижение мощности, случайный рост нагрузки, вывод оборудования в ремонт и т.д.), и к мероприятиям, повышающим надежность (ввод нового оборудования, усиление пропускных способностей связей, резервирование и др.). Он относится к числу нормируемых комплексных показателей надежности.

Сформулированная выше задача сводится к решению следующей оптимизационной задачи.

Найти максимум функции надежности

$$\frac{1}{W} \sum_{\mu=1}^M \sum_{j=1}^G \pi_{\mu j} \cdot W_{\mu j} \rightarrow \max \quad (1)$$

с учетом ограничений на ее параметры,

где: M – количество узлов в расчетной схеме;

G – число дискретных интервалов времени;

$W_{\mu j}, W$ – прогнозируемые объемы электропотребления μ -го узла расчетной схемы в j -

й интервал времени и объединения в целом за год;

$\pi_{\mu j}$ – показатель обеспеченности электроэнергией потребителей μ -го узла в j -й

интервал времени, определяемый из выражения:
$$\pi_{\mu j} = \frac{W_{\mu j} - \Delta W_{\mu j}}{W_{\mu j}} ;$$

$\Delta W_{\mu j}$ – математическое ожидание недоотпуска электроэнергии потребителям μ -го узла в j -й интервал времени.

Математическое ожидание недоотпуска электроэнергии определяется, исходя из вероятностей дефицитов мощности, по формуле:

$$\Delta W = \sum_{\psi=r+1}^{\Psi} P_{(\psi-r)\varepsilon}^g (\psi - r)\varepsilon T, \quad (2)$$

где: T - длительность расчетного периода времени;
 ε - расчетная ступень мощности;
 r - число резервных агрегатов мощностью ε ;
 Ψ - число агрегатов мощностью ε , необходимых на покрытие максимального дефицита мощности;
 $P_{\Psi\varepsilon}^g$ - вероятность дефицита мощности величиной $\Psi\varepsilon$.

Предполагается, что при отсутствии резерва дефицит мощности может быть вызван как аварийным выходом из строя оборудования электростанций, так и внезапным повышением нагрузки при воздействии случайных факторов. Все возможные значения вероятностей дефицита мощности $P_{(\Psi-r)\varepsilon}^g$ определяются путем перемножения рядов распределения вероятностей аварийного снижения мощности и отклонения нагрузки от прогнозного ее значения. Величина прогнозируемого объема электроэнергии с учетом ошибки прогноза нагрузки равна

$$W = \sum_{m=-v}^{\chi} P_{m\varepsilon}^h m\varepsilon T + N^0 \varepsilon T, \quad (3)$$

где: N^0 - число агрегатов мощностью ε , необходимых для покрытия нагрузки без резерва;
 $P_{m\varepsilon}^h$ - вероятность отклонения нагрузки от прогнозного ее значения на величину $m\varepsilon$.

Уровень надежности зависит от множества параметров и факторов, в том числе от состава работающего оборудования и его аварийности, величины нагрузки и ошибки ее прогноза, оперативного резерва мощности и взаимопомощи узлов. Если представить показатель надежности $\pi_{\mu j}$ функцией от нагрузки, оперативного резерва мощности и перетоков мощности по связям, изменяющихся во времени,

$$\pi_{\mu j} = F(N_{\mu j}, RO_{\mu j}, PL_{lj}), \quad (4)$$

где: $N_{\mu j}$ - нагрузка μ -го узла в j -й интервал времени;
 $RO_{\mu j}$ - оперативный резерв мощности в μ -м узле в j -й интервал времени;
 PL_{lj} - переток мощности по l -й связи в j -й интервал времени,

то при большой размерности задачи с учетом трудоемкости расчетов можно использовать в процессе оптимизации аппроксимацию этой функции полиномом

$$\pi_{\mu j} = \sum_{\alpha} \sum_{\beta} A_{\mu\alpha\beta} \left(N_{\mu j} \pm \sum_l PL_{lj} \right)^{\alpha} RO_{\mu j}^{\beta}, \quad \alpha = \overline{0, S}; \quad \beta = \overline{0, S}; \quad \alpha + \beta \leq S; \quad l \in L_{\mu}, \quad (5)$$

где: S - степень полинома;
 $A_{\mu\alpha\beta}$ - коэффициенты полинома;

L_{μ} – множество связей в расчетной схеме, примыкающих к μ -му узлу.

Результаты проведенных исследований по оценке вносимой погрешности при аппроксимации функции (4) полиномом (5) разной степени показали допустимость использования для этого квадратного полинома [4]. Подбор коэффициентов $A_{\mu\alpha\beta}$ полинома осуществляется методом наименьших квадратов по множеству значений π при разных значениях нагрузки в узлах с учетом их взаимопомощи и оперативного резерва мощности.

Решение задачи по критерию (1) обеспечивает максимальную надежность при минимальном годовом ущербе от дефицита мощности, если ущерб пропорционален величине недоотпуска электроэнергии. Для учета нормативных требований к надежности электроснабжения питающих узлов вводится ограничение на показатель надежности π

$$\underline{\pi}_{\mu} \leq \pi_{\mu j} \leq \overline{\pi}_{\mu}, \quad (6)$$

где: $\pi_{\mu j}$, $\underline{\pi}_{\mu}$, $\overline{\pi}_{\mu}$ – расчетное значение показателя надежности электроснабжения питающих узлов μ -го узла расчетной схемы в j -м интервале времени, его нормативная величина и максимально возможная, соответственно.

Нормативный уровень надежности электроснабжения питающих узлов обеспечивается с помощью системных средств, в одинаковой степени предназначенных для всех потребителей (принцип равенства и недискриминации). В дефицитных узлах могут возникнуть трудности с обеспечением нормативного уровня надежности. В таких случаях надежность становится проблемой системного оператора и предметом его рыночных отношений с субъектами рынка. Чтобы решить эту проблему, системный оператор может воспользоваться дополнительными системными услугами, организовать закупку недостающей электрической энергии (мощности) у генерирующих компаний избыточных узлов и передачу ее в дефицитные, используя резервные возможности сетей. При необходимости могут использоваться средства из системного фонда надежности или страховых фондов.

Таким образом, на этом этапе наряду с нормативным подходом начинает действовать рыночный механизм взаимодействия субъектов рынка по обеспечению надежности электроснабжения потребителей.

Путем введения в модель ограничений (7) – (11) обеспечивается баланс мощности в узлах расчетной схемы и учитываются ограничения на его составляющие.

$$P_{\mu j} - N_{\mu j} \pm \sum_l PL_{l j} - RO_{\mu j} - RP_{\mu j} - RK_{\mu j} = 0, \quad l \in L_{\mu}, \quad (7)$$

где: $P_{\mu j}$ – располагаемая мощность генерации μ -го узла в j -й интервал времени

$(P_{\mu j} = \sum_{k=1}^{K_{\mu}} P_{\mu k j})$, $P_{\mu k j}$ – располагаемая мощность генерации, которую заявляет на рынок

k – я генерирующая компания μ -го узла в j -й интервал времени, K_μ – количество ГК в μ -м узле расчетной схемы);

$N_{\mu j}$ – суммарная нагрузка μ -го узла в j -й интервал времени ($N_{\mu j} = \sum_{n=1}^{U_\mu} N_{\mu n j}$,

$N_{\mu n j}$ – нагрузка n -го питающего узла μ -го узла расчетной схемы в j -й интервал времени,

U_μ – количество питающих узлов);

PL_{1j} – переток мощности по 1-й связи, примыкающей к μ -му узлу, в j -й интервал времени;

L_μ – множество связей, примыкающих к μ -му узлу ;

$RO_{\mu j}, RP_{\mu j}, RK_{\mu j}$ – оперативный, ремонтный и коммерческий резервы мощности, соответственно, в μ -м узле в j -й интервал времени, ограничения на величину которых задаются неравенствами (8), (9), (10).

$$\underline{RO}_\mu \leq RO_{\mu j} \leq \overline{RO}_\mu , \quad (8)$$

где: $RO_{\mu j}, \underline{RO}_\mu, \overline{RO}_\mu$ – оперативный резерв мощности в μ -м узле в j -й интервал времени и его предельно допустимые значения, обусловленные нормативными требованиями к величине оперативного резерва мощности. При незначительных различиях между правой и левой границами неравенства (8) расчетная величина оперативного резерва мощности выравнивается во времени, что влечет за собой выравнивание расчетного уровня надежности в течение года.

$$\sum_{j=1}^G RP_{\mu j} \Delta T_j = V_\mu , \quad (9)$$

где: $RP_{\mu j}$ – ремонтный резерв мощности, необходимый для замещения мощности оборудования μ - го узла, которое может быть выведено в плановый ремонт в j -й интервал времени без ущерба для надежности;

ΔT_j – длительность j -го дискретного интервала времени;

V_μ – годовой объем плановых ремонтов генерирующего оборудования μ - го узла, полученный по заявкам на ремонты генерирующих компаний с учетом нормативных длительностей ремонтов.

$$RK_{\mu j} \geq 0 \quad (10)$$

Коммерческий резерв мощности $RK_{\mu j}$ введен в балансовое уравнение для узлов с избыточной мощностью, которую генерирующие компании имеют право использовать по своему усмотрению.

Следующим неравенством задаются ограничения на величину передаваемой мощности по электрическим связям между узлами.

$$\underline{PL}_1 \leq PL_{1j} \leq \overline{PL}_1, \quad l = \overline{1, L}, \quad (11)$$

где: L – количество связей между узлами расчетной схемы;

$PL_{1j}, \underline{PL}_1, \overline{PL}_1$ –переток мощности по l -й связи в j -й интервал времени и ее пропускные способности, соответственно. Сетевая компания, в чьем ведении или управлении находится сетевое оборудование связи, должна обеспечивать согласованные с системным оператором пропускные способности всех ее элементов и сечений в нормальных режимах и в период проведения ремонтных работ.

Задача (1)– (11) заключается в выборе оптимальных значений оперативного резерва мощности в узлах расчетной схемы, с учетом их взаимодействия, на каждом дискретном интервале времени, обеспечивающих максимально возможную надежность электроснабжения потребителей по энергообъединению в целом и надежность электроснабжения питающих узлов не ниже нормативного уровня, назовем ее гарантированной. Полученный в результате оптимизации на каждом интервале времени ремонтный резерв мощности обеспечивает в течение года проведение заявленных плановых ремонтов генерирующего оборудования в полном объеме без ущерба для надежности. Выполнение ограничений по балансу мощности, величине оперативного и ремонтного резервов мощности в узлах и пропускным способностям связей позволяет учесть в процессе оптимизации интересы системного оператора и потребителей, возможности генерирующих и сетевых компаний.

В результате решения этой задачи при заданных значениях $P_{\mu j}, N_{\mu j}, \underline{PL}_1, \overline{PL}_1, \underline{RO}_{\mu}, \overline{RO}_{\mu}, V_{\mu}, \underline{\pi}_{\mu}, \overline{\pi}_{\mu}$ определяются оптимальные по надежности величины $RO_{\mu j}, RR_{\mu j}, PL_{1j}$ и значения показателя гарантированной надежности $\pi_{\mu j}$ в питающих узлах по интервалам времени. Для потребителей, подключенных к питающим узлам, уровень гарантированной надежности будет средневзвешенным. При этом системный оператор получает информацию о том: какой максимально возможный уровень надежности электроснабжения потребителей по энергообъединению в целом и какой уровень гарантированной надежности в питающих узлах в заданных условиях может быть обеспечен в предстоящем году; какие узлы расчетной схемы являются избыточными по мощности, какие дефицитными; какую мощность, когда и из каких узлов необходимо передать в дефицитные узлы для обеспечения в них надежности электроснабжения питающих узлов не ниже нормативного уровня. Эта информация может использоваться для заключения договоров между субъектами рынка (системным оператором, генерирующими, сетевыми, электроснабжающими компаниями и потребителями) на куплю-продажу электроэнергии (мощности) и системных услуг.

В итоге в энергообъединении обеспечивается максимально возможная надежность электроснабжения потребителей, а в каждом узле расчетной схемы – гарантированная надежность электроснабжения питающих узлов, уровень которой не ниже нормативного. Тем самым с помощью системных средств решается задача обеспечения надежности электроснабжения потребителей на системном уровне. Далее возникает задача обеспечения надежности электроснабжения на уровне питающих узлов для каждого конкретного потребителя, которую в условиях рынка должны решать электроснабжающие компании. При оценке надежности электроснабжения конкретного потребителя, присоединенного к питающему узлу, последний рассматривается как основной источник питания.

Получив от СО прогноз по уровню гарантированной надежности электроснабжения питающих узлов на предстоящий год, электроснабжающие компании, оценивают, удовлетворяет ли он требованиям к надежности электроснабжения обслуживаемых ими потребителей. С учетом современного состояния в отрасли и повышенных требований к надежности уровень гарантированной надежности может оказаться недостаточным для всех потребителей, подключенных к питающим узлам. В результате от недоотпуска электроэнергии и его последствий особо крупные потребители могут понести колоссальные убытки. В условиях рынка потребители могут влиять на уровень надежности электроснабжения. Оценив возможный ущерб от недостаточной надежности, они решают, что выгоднее – иметь необходимый уровень надежности электроснабжения или пойти на риск возможного ущерба. С учетом цены надежности и своих финансовых возможностей потребители заявляют необходимый уровень надежности.

В свою очередь, электроснабжающие компании группируют потребителей по заявленным уровням надежности, поделив потребителей, например, на три основные группы. В первую группу включаются потребители с заявленным уровнем надежности ниже нормативного уровня надежности электроснабжения питающих узлов, во вторую – выше нормативного, но не превышающего уровень гарантированной надежности, и в третью – выше уровня гарантированной надежности. Обеспечение заявленного уровня надежности потребителей каждой группы требует разных средств и затрат, которые в условиях рынка должны компенсировать потребители, например, через надбавки к базовому тарифу* [5,6]. При этом потребители оплачивают только дополнительные услуги, связанные с повышением уровня надежности их электроснабжения. Непосредственное участие потребителей в финансировании мероприятий по обеспечению системной надежности (ввод нового технологического оборудования и модернизация работающего, сооружение (реконструкция) электрических сетей и реконструкция схем электроснабжения и т.д.) не предусмотрено. Проведение этих мероприятий осуществляется централизованно за счет инвестиционной составляющей базового тарифа, абонентской платы за электроэнергию, платы за подключение к сети и ее использование.

Для потребителей первой группы с пониженными требованиями к надежности электроснабжающие компании выбирают мероприятия, обеспечивающие снижение надежности (изменение очередности, периодичности и продолжительности отключений или ограничений потребителей в часы максимума нагрузки, в послеаварийный режим и т.д.), оценивают экономию затрат, получающихся за счет этих мероприятий, и делают скидки с тарифа на электроэнергию. Если потребителей устраивает нормативный уровень надежности электроснабжения, надбавки к базовому тарифу не устанавливаются. Надбавки к базовому тарифу устанавливаются для тех потребителей, заявленный уровень надежности

* В данном случае базовый тариф соответствует нормативному уровню надежности электроснабжения питающих узлов.

электроснабжения которых выше нормативного, т.е. для потребителей второй и третьей групп. Для каждой группы оцениваются затраты (экономия) на обеспечение заявленных уровней надежности и разрабатывается шкала надбавок (скидок) к базовому тарифу. Необходимо заметить, что для потребителей третьей группы надбавки будут выше, чем для второй, поскольку для обеспечения заявленной ими надежности могут потребоваться дополнительные затраты, связанные с повышением надежности электроснабжения питающих узлов или с вводом дополнительных источников питания.

Надбавки (скидки) к тарифу вносятся в договора между ЭК и потребителями. Плата за надежность организует деятельность обеих сторон. Со стороны электроснабжающих компаний повышается ответственность за своевременную поставку электроэнергии в требуемом объеме каждому конкретному потребителю с учетом требований к надежности электроснабжения. У потребителей появляется возможность участия в процессе тарифообразования и через тарифы защитить себя от сбоев в электроснабжении и возможных ущербов. Функции контроля за поступлением платы за надежность и использованием этих средств, а также разрешение конфликтных ситуаций и споров между потребителями и электроснабжающими компаниями должны взять на себя СО и федеральные службы по тарифам.

Таким образом, путем использования различных способов и средств электроснабжающие компании добиваются обеспечения заявленных потребителями уровней надежности электроснабжения за определенную плату. При этом потребители, которых удовлетворяет нормативный уровень надежности электроснабжения, платят за электроэнергию по базовому тарифу. Если заявленный уровень надежности ниже нормативного, потребители имеют скидку, выше нормативного – надбавку к тарифу, величина которой определяется затратами на повышение надежности. В процессе расчета надбавок (скидок) к тарифу в рыночных условиях должен действовать механизм, позволяющий на фоне соблюдения собственных интересов электроснабжающих компаний и потребителей электроэнергии учитывать интересы и требования друг друга [7]. Потребители, претендующие на повышение надежности, должны реально оценивать необходимые для этого затраты и свои финансовые возможности. Электроснабжающие компании не должны чрезмерно завышать плату за надежность, чтобы не потерять потребителей, поскольку в рыночной среде потребители имеют право выбора ЭК с учетом своих финансовых возможностей и предложений электроснабжающих компаний.

МЕХАНИЗМ СОГЛАСОВАНИЯ ИНТЕРЕСОВ ЭЛЕКТРОСНАБЖАЮЩЕЙ КОМПАНИИ И ПОТРЕБИТЕЛЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Надежность является одной из характеристик, обуславливающих качество объекта, и обеспечение какого-то уровня надежности требует ресурсов, усилий, имеющих определенную полезность для электроснабжающей компании. Она готова вложить эти ресурсы и усилия, поскольку понимает, что потребитель будет платить за электроэнергию при обеспечении требуемой надежности электроснабжения. В противном случае потребитель будет искать другую электроснабжающую компанию или вводить собственный источник питания. За усилия и ресурсы по обеспечению надежности электроснабжения ЭК должна получать определенную компенсацию. Потребитель электроэнергии, приобретающий ее у электроснабжающей компании, понимает, что он должен платить за обеспечение надежности электроснабжения, поскольку недостаточная надежность электроснабжения может привести к ущербам. Если электроснабжающая компания не в состоянии обеспечить потребителю требуемую надежность, она может компенсировать его ущербы от недостаточной надежности.

В общем случае оба субъекта отношений – электроснабжающая компания и потребитель – имеют разные экономические критерии по надежности, которые не совпадают. Рассмотрим возможный механизм взаимоотношений субъектов с целью нахождения компромиссного решения по обеспечению надежности электроснабжения. Наиболее общим для всех субъектов является критерий максимума чистого дисконтированного дохода. Для электроснабжающей компании экономический критерий по надежности имеет вид

$$NPV_S = I_E + I_R - C - D^* \rightarrow \max, \quad (12)$$

где: NPV_S – чистый дисконтированный доход электроснабжающей компании;

I_E – суммарный приведенный доход от реализации электроэнергии за период времени T ;

I_R – суммарный приведенный доход от платы потребителя за надежность за период времени T ;

C – суммарные приведенные затраты на функционирование электроснабжающей компании, включающие приведенную долю капитальных затрат и текущие издержки за период времени T ;

D^* – суммарный приведенный ущерб (плата потребителю за недостаточный уровень надежности электроснабжения по отношению к уровню, зафиксированному в договоре на электроснабжение между электроснабжающей компанией и потребителем) за период времени T .

Для потребителя критерий имеет вид

$$NPV_C = P_C - C_E - C_R - D + D^* \rightarrow \max, \quad (13)$$

где: NPV_C – чистый дисконтированный доход потребителя;

P_C – суммарная приведенная прибыль потребителя;

C_E – суммарные приведенные затраты на оплату электроснабжения с учетом того, что потребитель не только покупает электроэнергию, но и проводит у себя некоторые мероприятия для ее приема;

C_R – суммарные приведенные затраты на оплату надежности электроснабжения;

D – полный суммарный приведенный ущерб потребителя от ненадежности его электроснабжения;

D^* – суммарный приведенный ущерб от ненадежности электроснабжения, компенсируемый электроснабжающей компанией.

Из (13) следует, что часть полного ущерба от ненадежности электроснабжения потребителя, соответствующая недостаточному уровню надежности электроснабжения по отношению к согласованному уровню, зафиксированному в договоре на электроснабжение между электроснабжающей компанией и потребителем, компенсируется электроснабжающей компанией. При заданной реализации электроэнергии и соответствующих затратах интерес электроснабжающей компании будет определяться критерием

$$I_R - D^* \rightarrow \max, \quad (14)$$

а потребителя

$$D^* - D - C_R \rightarrow \max. \quad (15)$$

Для совокупного потребителя, суммарно представляющего всех потребителей, обслуживаемых данной электроснабжающей компанией,

$$I_R = C_R. \quad (16)$$

Из анализа приведенных соотношений с точки зрения интересов электроснабжающей компании и совокупного потребителя следует, что, если электроснабжающая компания сможет эффективно использовать средства I_R и повысить надежность электроснабжения, снизив при этом ущерб в большей степени, чем произведенные затраты на надежность из средств I_R , то она получит дополнительную прибыль. Следовательно, у электроснабжающей компании появляется стимул для повышения надежности. Потребитель же заинтересован в получении большей компенсации D^* , чем затраты на надежность C_R . Если он заявляет необходимую надежность через величину удельных ущербов из-за внезапного отключения мощности, d_p (руб/кВт), и от недоотпуска электроэнергии, d_e (руб/кВт·ч), то повышение компенсации D^* можно обеспечить за счет увеличения d_p и d_e . Однако при этом возрастет плата за надежность для потребителя, зависящая от d_p и d_e . В свою очередь, электроснабжающая компания, чтобы уменьшить D^* , постарается повысить надежность электроснабжения именно этого потребителя.

Таким образом, предложенный механизм взаимоотношений электроснабжающей компании и потребителя обеспечивает экономический баланс их интересов. Потребитель может заявить любой уровень надежности, задавая соответствующие значения удельных ущербов d_p и d_e . Электроснабжающая компания путем соответствующего назначения оплаты потребителем надежности электроснабжения может стимулировать потребителя задавать реальные значения d_p и d_e , поскольку их завышение требует повышенной платы за надежность, а занижение не полностью компенсирует ущерб от недостаточного уровня надежности электроснабжения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Учитывая возросшие требования к надежности электроснабжения потребителей в новых экономических условиях, можно сформулировать основные проблемы решения изменившихся и

вновь возникших задач надежности.

С переходом к рынку электрической энергии и мощности возникает проблема согласования экономических решений с учетом несовпадения интересов разных субъектов управления ЭЭС. Поэтому необходим пересмотр критериев выбора оптимальных управленческих решений с учетом фактора надежности. Нужна новая система управления надежностью, основанная на сочетании нормативных подходов и экономических механизмов. Экономическое управление надежностью может быть организовано различными способами, в том числе с помощью дифференциации тарифов на электроэнергию для потребителей, созданием страховых фондов надежности и т. д. В этой связи необходима разработка механизмов взаиморасчета за надежность между различными субъектами рынка, их внедрение в практику рыночных отношений.

Требуют пересмотра имеющиеся нормативы надежности, в частности нормативы по резервам и ремонтам. Необходимы расширение нормативной базы для показателей надежности электроснабжения потребителей, согласование нормативов надежности для всех энергосистем, функционирующих на территории России, и их приближение к международным.

Имеющиеся модели анализа надежности, оставаясь работоспособными, в некоторых случаях могут быть модернизированы с учетом новых условий. В первую очередь это касается учета в них взаимоотношений между субъектами рынка. При этом требуется уметь определять и учитывать справедливое распределение затрат и прибыли между участниками рынка. Ранее разработанные модели синтеза надежности должны быть усовершенствованы с учетом изменения условий и критериев задач управления надежностью, методологических подходов, нормативно-правовых баз, которые будут реализованы на практике. В основу таких моделей должны быть положены новые математические методы и информационные технологии. Вновь разрабатываемые подходы к анализу и синтезу надежности при управлении развитием и функционированием ЭЭС должны исходить из необходимости координации действий совместно работающих субъектов в условиях конкуренции.

Обеспечение надежности электроснабжения потребителей в рыночных условиях требует согласования несовпадающих интересов электроснабжающих компаний и потребителей, разработки практически пригодного экономического механизма их взаимоотношений.

БИБЛИОГРАФИЯ

1. Надежность систем энергетики и их оборудования /Под общей редакцией Ю.Н.Руденко: В 4-х томах. Т.1: Справочник по общим моделям анализа и синтеза надежности систем энергетики / Под ред. Ю.Н.Руденко. – М.: Энергоатомиздат, 1994. – 480 с.
2. Осика Л.К. Пути обеспечения надежности электроснабжения потребителей - субъектов оптового и розничного рынков электроэнергии на современном этапе реформирования энергетики. – www.np-ats.ru/getfile.jsp?fid=177
3. Федеральный закон “Об электроэнергетике”, принят Государственной Думой 21 февраля 2003 года.
4. Дубицкий М.А., Руденко Ю.Н., Чельцов М.Б. Выбор и использование резервов генерирующей мощности в электроэнергетических системах. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – С. 234-250.
5. Воропай Н.И., Соболевский В.М., Федотова Г.А., Черникова Л.И. Дифференциация тарифов на электроэнергию с учетом фактора надежности электроснабжения потребителей. // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 49: Надежность систем энергетики: экономические и информационные аспекты. – СПб., 1997. – С. 104-117.
6. Рынок электрической энергии и мощности в России: каким ему быть / Под ред. В.И.Эдельмана. – М.: Энергоатомиздат, 2000. – 364 с.
7. Воропай Н.И. Надежность систем электроснабжения. – Новосибирск: Наука, 2006. – 205 с..