

УДК 621.316.1 + 658.264

О ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ МЕТОДИКИ РАСЧЕТОВ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЭКОНОМИЧЕСКИ ОБОСНОВАННОГО ЗНАЧЕНИЯ РАССТОЯНИЯ МЕЖДУ ГПП И ПРОМЕЖУТОЧНЫМИ РП В СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ 6–10 кВ И ОСНОВНЫХ ФАКТОРАХ, ВЛИЯЮЩИХ НА РЕШЕНИЕ

Г.С. Валеев, Р.Г. Валеев, Н.С. Матвеева

Показана многофакторность задачи определения экономически оправданного расстояния между главными понизительными подстанциями и промежуточными распределительными устройствами в распределительных сетях напряжением 6–10 кВ, приведено обоснование целесообразности усовершенствования методики расчетов.

Ключевые слова: системы электроснабжения, распределительная сеть, промежуточное распределительное устройство.

Промежуточные распределительные устройства (РУ) или распределительные подстанции (РП) напряжением выше 1000 В широко используются в промышленных сетях крупных и средних предприятий, в системах электроснабжения городов и сельского хозяйства. Их установка в сетях промышленных предприятий иногда диктуется требованиями технологии производства, отсутствием необходимой площади для установки требуемого количества ячеек в здании закрытого распределительного устройства главной понизительной подстанции (ЗРУ ГПП) и др.

Следует иметь в виду, что сооружение одного промежуточного РП требует установки пяти дополнительных ячеек с выключателями, двух ячеек с трансформаторами напряжения и одной ячейки с разъединителем (рис. 1). Кроме того, если РП не совмещается с установкой трансформаторной подстанции (ТП), что необходимо еще и установка двух ячеек с трансформаторами собственных нужд. Из изложенного выше следует, что строительство промежуточных РП напряжением выше 1000 В требует заметных дополнительных капиталовложений в систему электроснабжения (СЭС). Однако при достаточно больших расстояниях между ГПП и цеховыми ТП или высоковольтными электроприемниками (ЭП) строительство РП позволяет заметно сократить расход кабельной продукции.

Отметим, что в инструктивных указаниях по проектированию электрических сетей городов и поселков городского типа рекомендуется рассматривать целесообразность установки РП в сетях напряжением 6 кВ при условии, если расчетная мощность P_p больше 4 МВт и при напряжении 10 кВ – больше 7 МВт.

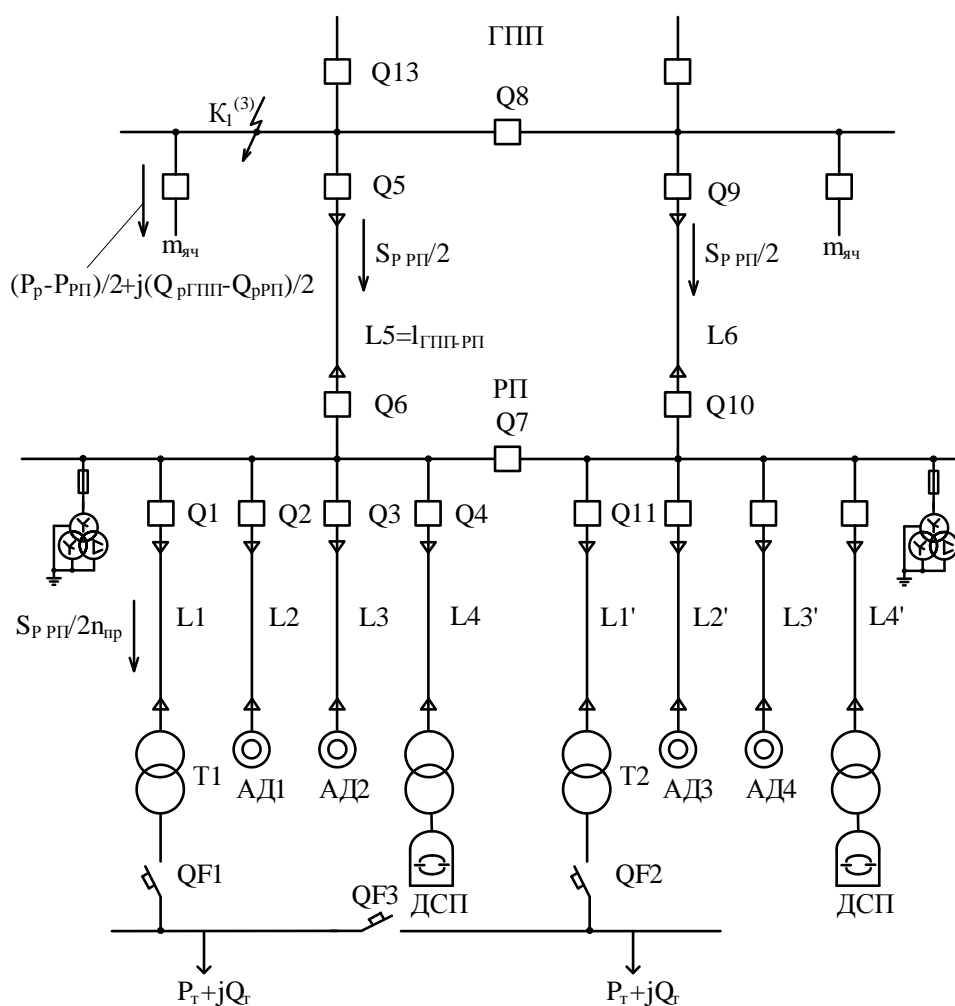


Рис. 1. Схема электроснабжения с РП

В строительных нормах Госстроя СССР СН–174–75 «Инструкция по проектированию электроснабжения промышленных предприятий», ныне замененных на «Нормы технологического проектирования электроснабжения промышленных предприятий (НТП ЭПП – 94)» также существовала рекомендация по установке РП. В этой инструкции считалось целесообразным установка РП при числе присоединений на одну секцию шин семь и более. Однако ни в одном из указанных документов практически ничего не говорится о других факторах, которые оказывают заметное влияние на затраты по тому или другому варианту. К таким факторам можно отнести:

- величину расчетной мощности, передаваемой к сборным шинам предполагаемого к установке промежуточного РП;
- расстояние между основным источником (ГПП, ПГВ, ТЭЦ) и местом установки РП;
- тарифы на электроэнергию;
- величину ущербов, обусловленных перерывами электроснабжения и ограничениями в передаче электроэнергии потребителям в периоды плановых и аварийных простоев;

- число присоединений к сборным шинам РП и ГПП;
- закон распределения мощности, передаваемой к шинам РП, между ее присоединениями;
- число часов использования максимума нагрузки;
- мощность короткого замыкания и др.

Каждый из указанных факторов оказывает влияние на затраты, связанные со строительством и эксплуатацией СЭС. Поэтому решение об установке промежуточных РП следует принимать на основе технико-экономического сопоставления схем с РП и без них (рис. 2) с учетом всех влияющих на принятие решения факторов. При этом существенно возрастает и объем вычислительной работы.

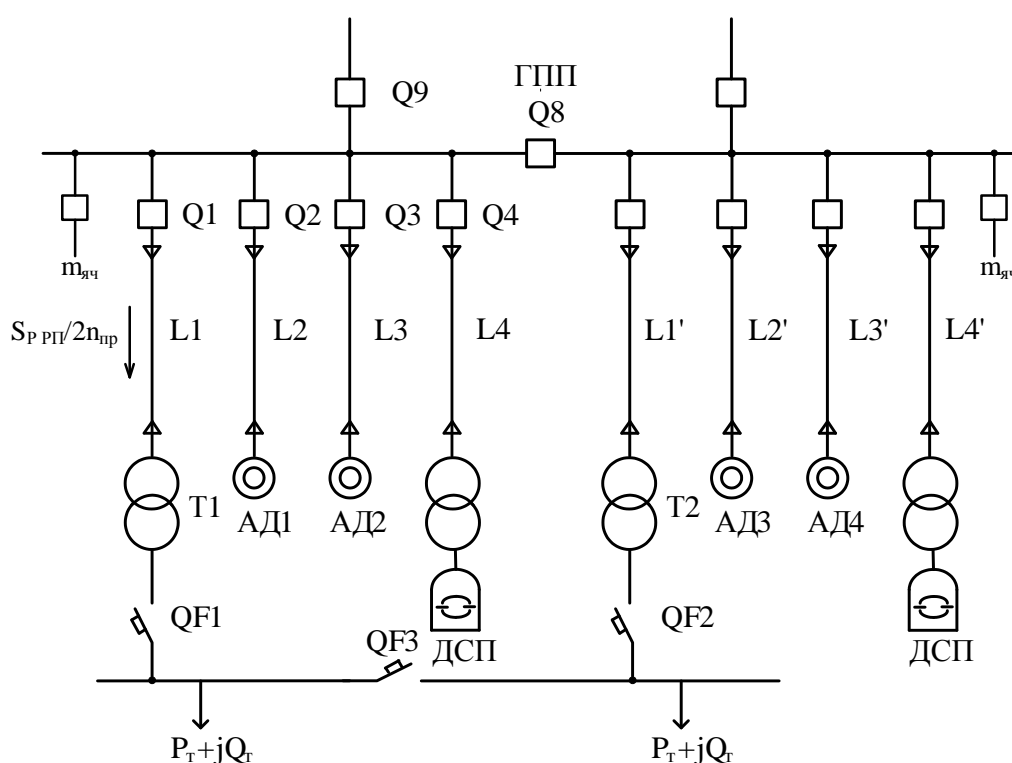


Рис. 2. Схема электроснабжения без РП

Известно, что наиболее общим критерием принятия решений в процессе проектирования и проведения реконструкции в СЭС является минимум дисконтированных затрат за расчетный период. При определении таких затрат следует учитывать изменения происходящие в экономике страны. Учитывая то, что в качестве расчетного периода, как правило, принимается заданный срок службы оборудования и кабельной продукции, который составляет 20–30 лет, предсказать возможные изменения в экономике за этот период можно опираясь только на экспертные оценки экономистов. Поэтому при решении задач, связанных с выбором, как схем распределения электроэнергии, так и других, в экономических источниках допускают

возможность использования общеизвестного метода минимума приведенных годовых затрат. Справедливость таких рекомендаций при относительно стабильной экономической ситуации не вызывает сомнений.

Учет всех выше указанных факторов в затратах приводит не только увеличению объема вычислительной работы, но и к заметному усложнению расчетов. Наиболее трудоемким и сложным этапом расчетов является оценка ущербов, обусловленных как перерывами электроснабжения, так и ограничениями в подаче электроэнергии потребителям в послеаварийных режимах и плановых отключениях. Это замечание относится и к определению потерь электроэнергии в элементах сети в указанных режимах работы СЭС. Вполне очевидно, что решение задачи о целесообразности установки промежуточных РП без учета указанных факторов будет неверным.

До записи расчетных выражений для определения приведенных годовых затрат на рассматриваемые варианты схем электроснабжения примем определенные допущения:

- схемы распределения электроэнергии между потребителями симметричны относительно секционного выключателя РП, как по топологии, так и нагрузкам;

- схемы распределения электроэнергии между потребителями и нагрузки участков сети в варианте схемы без РП остаются такими же, что и в варианте с РП;

- все ТП и высоковольтные электроприемники запитаны по радиальной схеме;

- сечения кабелей, через которые питаются ТП и высоковольтные электроприемники в обеих схемах одинаковы. Сечения кабелей могут быть разными лишь при относительно больших расстояниях между ГПП и РП, когда токи короткого замыкания на шинах 6, 10 кВ ГПП и РП заметно отличаются, что в свою очередь, приводит к изменению минимального сечения по условиям термической стойкости. Следует отметить, что в сетях промышленных предприятий такие условия имеют место крайне редко;

- РП устанавливается на уровне первых потребителей (которые предполагается питать от него) по ходу передачи мощности.

При принятых выше условиях в приведенных годовых затратах на вариант схемы без РП можно будет учитывать лишь стоимость участка кабельных линий между предполагаемым местом установки РП и ГПП, стоимость потерь активной энергии в них и в цеховых трансформаторах, входящих в состав сопоставляемых схем. Тогда в затратах на вариант схемы с промежуточным РП следует учитывать стоимость кабельных линий между ГПП и РП, пяти ячеек с выключателями, двух ячеек с трансформаторами напряжений, одной ячейки с разъединителем, стоимость потерь активной энергии в кабельных линиях между ГПП и РП и в цеховых трансформаторах, подключенных к сборным шинам РП. Потери активной энергии в участках кабельных линий между предполагаемым местом установки

РП и ТП, а также высоковольтными электроприемниками в схеме без РП можно принять такими же, что и в схеме с РП. Поэтому стоимость потерь энергии в указанных участках кабельных линий можно не учитывать. Правомочность такого допущения обуславливается следующими факторами:

- относительно небольшим удельным весом стоимости потерь энергии в кабельных линиях в общих затратах;
- относительно небольшими расстояниями передачи энергии от РП до потребителей, вследствие чего будут малы и сами потери энергии на этих участках.

Поскольку структура схем рассматриваемых вариантов различна, то в затратах следует учитывать величину ущербов, обусловленных перерывами электроснабжения и ограничениями в передаче электроэнергии потребителям в периоды плановых и аварийных простоев.

С учетом выше изложенного расчетные выражения для определения приведенных годовых затрат на рассматриваемые варианты запишутся в следующем виде:

- для схем без РП:

$$Z_{г.с. без РП} = 2 \left[E_{н.с. кл} \sum_{i=1}^{n_{прис}} K_{кл.прис.i} + C_0 \left(\sum_{i=1}^{N_T} \Delta W_{т.i} + \sum_{i=1}^{n_{прис}} \Delta W_{кл.i} \right) \right] + Y_{пл.откл} + Y_{ав.откл},$$

где $E_{н.с. кл}$ – суммарный коэффициент нормативных отчислений от капитальных вложений на кабельные линии, значение которого принимается, например, по данным, приведенным в [1];

$K_{кл.прис.i}$ – стоимость кабельной линии i -го присоединения, руб;

C_0 – стоимость одного кВт·ч электроэнергии, руб/кВт·ч;

$\Delta W_{т.i}$ – потери активной энергии в трансформаторах, кВт·ч/год;

$\Delta W_{кл.i}$ – потери активной энергии в i -й кабельной линии на участке между ГПП и предполагаемом местом установки РП, кВт·ч/год;

$Y_{пл.откл}$ и $Y_{ав.откл}$ – величина ущерба, обусловленного перерывами электроснабжения и ограничениями в передаче электроэнергии потребителям соответственно в периоды плановых и аварийных простоев.

- для схем с РП:

$$Z_{г.с. с РП} = 2 \left[E_{н.с. яч} \sum_{i=1}^7 K_{яч.i} + E_{н.с. кл} \cdot K_{кл.(РП-ГПП)} + \right. \\ \left. + C_0 \left(\Delta W_{кл.РП-ГПП} + \sum_{i=1}^{N_T} \Delta W_{т.i} \right) \right] + Y_{пл.откл} + Y_{ав.откл},$$

где $E_{н.Σ.яч}$ – суммарный коэффициент нормативных отчислений от капитальных вложений на ячейки с коммутационным оборудованием и трансформаторами напряжения [1];

$K_{яч.i}$ – стоимость одной ячейки с оборудованием, руб.;

$K_{кл.(РП-ГПП)}$ – стоимость кабельной линии на участке между ГПП и предполагаемом местом установки РП, руб.;

$\Delta W_{кл.РП-ГПП}$ – потери активной энергии в i -й кабельной линии на участке между ГПП и предполагаемом местом установки РП, кВт·ч/год.

Входящие в эти выражения стоимость кабелей, потери энергии в них и ущербы зависят от многих факторов, в том числе и от расстояния между ГПП (ТЭЦ) и промежуточным РП. Искомое экономически выгодное расстояние между указанными узлами СЭС будет определяться из условия равенства приведенных годовых затрат на рассматриваемы варианты схем.

Как видно из изложенного выше, решаемая задача является многофакторной. Оценка затрат даже для одного варианта схемы с конкретными данными и учетом всех факторов, влияющих на приведенные годовые затраты, требует большого объема вычислительной работы. Поэтому требуется усовершенствование методики расчетов либо в плане создания программного пакета с подробной инструкцией для пользователя, либо проведения исследований по отысканию относительно простых и удобных для принятия решений при проектировании СЭС связей между основными факторами, например, в виде граничных кривых, по одну сторону которых находится область изменения параметров, где целесообразно использовать одну схему, например с РП, а по другую – без РП. Точки лежащие на указанных граничных кривых определяются, как было отмечено выше, из условия равенств затрат на сопоставляемые схемы.

Библиографический список

1. Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.

[К содержанию](#)